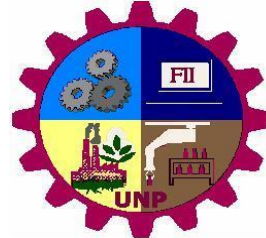


UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA INDUSTRIAL
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECATRÓNICA



TITULACIÓN PROFESIONAL POR SERVICIOS PRESTADOS
EN LA ESPECIALIDAD

“AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA
EN COMPAÑÍA MINERA PODEROSA”

PRESENTADA POR:
BACH. LUIS PEÑAHERRERA CASTILLO

INFORME DESCRIPTIVO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO
MECATRÓNICO

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: INFORMÁTICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES

SUB LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

PIURA – PERÚ

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA INDUSTRIAL
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECATRÓNICA



TITULACIÓN PROFESIONAL POR SERVICIOS PRESTADOS
EN LA ESPECIALIDAD

“AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA
EN COMPAÑÍA MINERA PODEROSA”

ASESOR:

MSc. DUBERT REYES VÁSQUEZ

TESISTA:

BACH. LUIS PEÑAHERRERA CASTILLO

PIURA – PERÚ

2018



UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA INDUSTRIAL
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA
MECATRÓNICA



TITULACIÓN PROFESIONAL POR SERVICIOS PRESTADOS
EN LA ESPECIALIDAD

“AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA
EN COMPAÑÍA MINERA PODEROSA”

INFORME DESCRIPTIVO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO MECATRÓNICO

JURADO:

PRESIDENTE:

MSc. JOSÉ JULIÁN IPANAQUÉ

VOCAL:

MSc. MANNOLIO HUACCHILLO CALLE

SECRETARIO:

MSc. CÉSAR ARTURO NIÑO CARMONA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
DECANATO



ACTA DE SUSTENTACIÓN DE INFORME
POR PRESTACIÓN DE SERVICIOS EN LA ESPECIALIDAD

Los miembros del Jurado Calificador Ad-Hoc, nombrado mediante Resolución N°181-D.FII-UNP-18 de fecha 14 de Febrero del 2018, del Informe por Prestación de Servicios en la especialidad, denominado «AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN COMPAÑÍA MINERA PODEROSA», presentado por **LUIS PEÑAHERRERA CASTILLO**, Bachiller en **INGENIERÍA MECATRÓNICA**; asesorado por el **MSc. DUBERT REYES VÁSQUEZ**, reunidos para la sustentación de ésta y luego de escuchar su exposición y las respuestas a las preguntas formuladas, lo declaran:



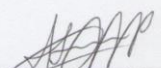
Con el Calificativo:

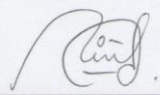
APROBADO

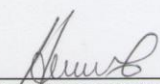
EXCELENTE

En consecuencia el sustentante se encuentra apto para recibir el título profesional de **INGENIERO MECATRÓNICO** conforme a Ley.

Piura, 18 de Julio del 2018


MSc. JOSÉ JULIÁN IPANAQUE
PRESIDENTE – JURADO CALIFICADOR


MSc. CÉSAR ARTURO NIÑO CARMONA
SECRETARIO – JURADO CALIFICADOR


MSc. MÁNOLIO HUACCHILLO CALLE
VOCAL – JURADO CALIFICADOR

RESUMEN

El presente informe descriptivo presenta el desarrollo de la implementación del proceso de automatización del Sistema de Potencia de Minera Poderosa y la participación del autor en cada fase de éste. Además, busca ser un material de consulta para profesionales que quieran ahondar en los Procesos Energéticos desde el punto de vista del Control y Automatización.

En el primer capítulo, se muestra la información general de Minera Poderosa, su actividad, visión y misión. También nos indica las responsabilidades del departamento de Energía de la Superintendencia de Energía y Mantenimiento. Además, nos presenta el estado situacional de la mina en los años previos al desarrollo del trabajo realizado en el presente informe.

En el segundo capítulo, el marco teórico, se define que es la Automatización de Sistemas de Potencia, cuáles son sus principales sub sistemas y la importancia de la Comunicación Industrial como el proceso que permite la unidad del sistema como tal. También se define los métodos de medición en los sistemas eléctricos.

El tercer capítulo lista cronológicamente las actividades desarrolladas en el proyecto, desde el levantamiento de información y desarrollo de planos de campo hasta la puesta en servicio del sistema.

En el capítulo 4 se dan las conclusiones obtenidas luego de la aplicación del proyecto.

En el capítulo 5 se muestran las recomendaciones que se realizaron luego del cierre del proyecto y cómo algunas de ellas generaron nuevos proyectos que son referenciados en este informe.

PALABRAS CLAVE: control, automatización, SCADA, energía, minería.

ABSTRACT

The actual descriptive report introduces the developed implementation of the Minera Poderosa power system's automation process and the participation of the author in each phase of that. It also pretends to be a consultation issue for professionals who want to deepen about the energetic process from the perspective of the control and the automation.

On the first chapter, it is explained the overview of Minera Poderosa, its activity, mission and vision. It also points us out the responsibilities of the Superintendence of Energy and Maintenance's Energy Department are. Plus, it presents us the situational state of the mine in the prior years before the work done on the actual report.

On the second chapter, The Theoretical Framework, it is defined what the automation of Power systems is, what their main subsystems are, and the importance of the industrial communication like the process that eases the unity of the system itself. It is also defined the measuring methods in the electric systems.

The third chapter lists chronologically the activities developed in the project, since the information gathering and field plans development until the starting-up of the system.

On the fourth chapter, conclusions obtained after the application of the project are given.

On the fifth chapter, the recommendations made after the project closure are exposed, and how someones generated new projects referred on this report.

KEYWORDS: control, automation, SCADA, energy, mining.

DEDICATORIA

A mi hija Luciana, por ser *“el rayito de sol”* que ilumina cada uno de mis pasos.

A mi esposa Claudia, por estar siempre a mi lado, y ser mi fuerza en este largo camino.

No fue fácil, pero ahora puedo decirte, ¡promesa cumplida!

Y sobre todo a mis papás, que gracias a su esfuerzo y ejemplo nos dieron la oportunidad de ser buenos padres, esposos, profesionales y, sobre todo, mejores hijos.

AGRADECIMIENTO

Al finalizar el desarrollo de este informe descriptivo, se agradece a todas las personas que de alguna manera influyeron en el desarrollo del mismo. En primer lugar, se agradece a la Universidad Nacional de Piura por haber alimentado el espíritu de investigación en el autor, y brindarle los conocimientos que le hicieron un profesional que pudo desarrollarse de la mejor manera en el mundo Minero y Oil & Gas. En segundo lugar, agradecer a Minera Poderosa por permitirle ser parte de la búsqueda de la excelencia en sus procesos.

Además, se agradece de manera especial al Ing. José Núñez Medina, Jefe de Generación y Trasmisión de Energía, y al Ing. Jorge Gálvez Gálvez, Superintendente de Energía y Mantenimiento, por su consejo y orientación en cada etapa del desarrollo personal y profesional en Minera Poderosa. Agradecer también al Ing. Luis Seijas, por la oportunidad de ser un profesional en el mundo de la minería: el autor sabe que no lo defraudó.

También se agradece a los padres del autor por su apoyo incondicional, a su esposa y su adorada hija por hacerle feliz cada día y finalmente a Dios por cada día en esta tierra

INDICE

RESUMEN	5
ABSTRACT	6
INTRODUCCION	12
CAPITULO 1: INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA	14
CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO	
2.1 INTRODUCCIÓN A LA AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.	19
2.1.1 ¿Qué es la Automatización de Sistemas de Potencia?	19
2.1.1.1 Protección Eléctrica	20
2.1.1.2 Control	20
2.1.1.3 Medición	21
2.1.1.4 Monitoreo	21
2.1.1.5 Comunicación de Datos	22
2.1.2 Arquitectura de un Sistema de Automatización de Potencia.	23
2.1.2.1 División de Objetos:	23
2.1.2.2 La Red de Comunicación	24
2.1.2.3 SCADA.	24
2.2 MEDICIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	25
2.2.1 Mediciones eléctricas	25
2.2.2 Métodos de medición	25
2.2.3 Dispositivos analógicos	26
2.2.4 Dispositivos digitales	27
2.2.4.1 Aplicaciones:	27
2.2.4.2 Ventajas:	28
2.2.4.3 Desventajas	28

2.2.4.4 Principio de funcionamiento:	28
2.2.5 Parámetros eléctricos e instrumentos	28
2.2.5.1 Corriente	29
2.2.5.2 Tensión	29
2.2.5.3 Potencia	29
2.2.5.4 Factor de Potencia	29
2.2.5.5 Energía Activa	29
2.2.6 Analizadores de redes eléctricas del tipo electrónico	29
2.2.6.1. Transformadores de medición	30
CAPITULO 3: DESARROLLO DEL TRABAJO.	
3.1 Análisis del problema	32
3.2 Presentación de las alternativas de solución	33
3.3 Diseño e implementación del sistema automático de control	35
3.3.1 Diseño de planos	35
3.3.2 Revisión de pantallas SCADA	36
3.3.3 Renovación de prácticas profesionales	37
3.3.4 Responsabilidad técnica del proyecto	38
3.3.5 Control de Costos - Procura	38
3.3.6 Instalación SCADA Mina – SYSGEN - SYSLPC	39
3.3.7 Programación de PC para Monitoreo de Energía	43
3.3.8 Seguridad en configuración del sistema SCADA	46
3.3.9 Observaciones al funcionamiento de SCADA	47
3.3.10 Instalación SCADA – Cajabamba (SYSCAJ)	47
3.3.11 Instalación SCADA – Lima	50
3.3.12 Comunicación Hidrandina – Poderosa	52
3.3.13 Problema en la comunicación con Cajabamba	53

3.3.14	Levantamiento de observaciones del proyecto	54
3.3.15	Backup de base SCADA	63
3.3.16	Cierre de proyecto	63
4	CONCLUSIONES	64
5	RECOMENDACIONES	65
6	BIBLIOGRAFIA	66
7	ANEXOS	67

INTRODUCCIÓN

“... La industria eléctrica en una pieza clave para el desarrollo económico y social de un país, debido a que la electricidad es un insumo esencial para la producción de la mayor parte de los bienes y servicios de la economía...”¹

Es así como los proyectos mineros, tal es el caso de Minera Poderosa², necesitan de fuentes de energía que permitan asegurar su proyección en el tiempo y desarrollar sus actividades extractivas.

Dentro de sus planes de incremento de producción, Minera Poderosa necesitaba aumentar su capacidad de energía para asegurar la factibilidad de proyectos. La minera fue un auto productor de energía por más de 20 años y emprende un proyecto para buscar fuentes de energía, con un costo adecuado, que le permita asegurar la vida del proyecto minero por más de 50 años.

El presente informe detalla la implementación de la automatización realizada al nuevo Sistema Eléctrico de Potencia instalado por Minera Poderosa, debido a la interconexión con el Sistema Interconectado Nacional (SEIN).

El propósito de Automatización del Sistema de Potencia es el de ser la herramienta que permita una óptima gestión del despacho y recepción de energía para esta nueva etapa de desarrollo del área de Generación y Transmisión de Energía.

Para la implementación de esta automatización fue necesario los datos

¹ Osinergmin, en su libro “La industria de la Electricidad de en el Perú”. 2017 (pág. 14)

² Minera Poderosa (www.poderosa.com.pe)

técnicos del equipamiento existente en las Centrales de Generación Térmica e Hidráulica; además, de información técnica del nuevo equipamiento de relés y medidores de energía utilizados en las etapas de interconexión del SEIN. También fue necesaria la compra de un software de monitoreo, control y adquisición de datos y la ingeniería asociada a su implementación.

La meta de este proyecto de Automatización, fue el de crear una aplicación que centralice el control de las plantas de generación de energía y que sea muy fuerte en la supervisión, control y en las comunicaciones de las unidades remotas o subestaciones de energía. Otras metas más específicas del proyecto fueron:

- Incrementar la confiabilidad de la protección eléctrica.
- Tener la capacidad de registrar con detalle eventos para realizar análisis de fallas.
- Mostrar en tiempo real la automatización realizada al sistema de potencia.
- Incrementar la seguridad el personal.

CAPITULO 1: INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Minera Poderosa es una empresa aurífera subterránea de mediana minería ubicada en la provincia de Pataz a 320 Km. de la ciudad de Trujillo (ver anexo 01). Tiene 36 años de operación ininterrumpida y desde el inicio de sus actividades se han tratado 4`520 786 toneladas con una ley histórica de 13.76 gramos por tonelada métrica y se han vendido 1,970 millones de onzas de oro.

Poderosa inaugura su primera planta de producción, Planta Maraón, en julio de 1982 en la localidad de Vijus, Pataz, con una capacidad de tratamiento de 120 TM por día. En la actualidad se pueden tratar 980 TM diarias: 700 TM en la planta Maraón y 280 TM en la planta Santa María, que se inauguró en octubre de 1997, en la localidad de Santa María, Pataz.

Su Visión³:

“Llegar a ser líderes en la industria minera aurífera subterránea nacional y ser reconocidos a nivel mundial”.

Su Misión:

- Hacer que sus procesos sean eficaces, eficientes y flexibles, generando productos con Calidad Total.
- Ser los más seguros, proteger la salud de nuestros trabajadores y conservar el medio ambiente.
- Producir oro en la forma más eficiente, mediante un continuo proceso de reducción de costos, generando valor para nuestros accionistas y trabajadores.

³ La Visión y Misión de la empresa utilizadas en el informe corresponden al período 2006 - 2011.

- Contribuir, dentro del ámbito de nuestras actividades, al desarrollo de las personas y al engrandecimiento del Perú.

En el 2009 obtuvo las certificaciones ISO 9001, ISO 14001 y OSHAS 18001 en todos sus procesos. Además, es una de las empresas reconocidas durante tres años consecutivos con el distintivo de Empresa Socialmente Responsable (Distintivo ESR®), éste es entregado por Perú 2021.

1.1. SUPERINTENDENCIA DE ENERGÍA Y MANTENIMIENTO

La responsabilidad de la Superintendencia de Energía y Mantenimiento es mantener los activos de todos los procesos productivos en su máxima disponibilidad y confiabilidad a través de planes, estrategias y programas soportados por un software de gestión de mantenimiento que optimiza la utilización de los recursos humanos y materiales, además de medir mediante índices apropiados la gestión propia de mantenimiento.

El área de mantenimiento se divide estratégicamente en cinco departamentos: Energía, Mantenimiento Superficie, Mantenimiento Mina, Mantenimiento Planta y Transportes.

El departamento de Energía se subdivide en otros procesos cuyas actividades principales son:

- Generación de energía: La actividad principal es la generación de energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos y térmicos.
- Transmisión de energía: La actividad principal es transportar la energía eléctrica desde la Central de Generación hacia su punto de utilización en las diferentes áreas

productivas, se cuenta para ello con la infraestructura necesaria consistente en subestaciones de transformación y líneas de transmisión de 25 y 4.16 kilovoltios (KV.). Adicionalmente, se incorporó la línea de transmisión en 60 KV. Cajabamba – Subestación Leonidas Pacheco Cano (SE. LPC) ubicada en la mina. A través de este último sistema se recibe energía del Sistema Interconectado Nacional (SEIN). En el anexo 02 se presentan diagramas unifilares para referencia del sistema de Potencia.

1.2. ESTADO SITUACIONAL

Entre los años 1994 y 2004, Minera Poderosa, experimentó un incremento de la producción anual de oro de 64000 a 110000 onzas de oro por año. Este incremento, asociado a las reservas probadas de mineral, planteó la necesidad de procesar más toneladas de mineral; es decir, incrementar la capacidad de las plantas de tratamiento.

Este incremento proyectado de producción ve la necesidad de tener un mayor consumo de energía que hasta ese entonces se veía restringida por la capacidad de generación eléctrica (ver anexo 03).

Hasta el año 2004, la minera tenía un sistema de generación tipo auto productor, teniendo como fuente de alimentación eléctrica las centrales de generación hidráulica “El Tingo” y la central térmica “José Alberto Samaniego Alcántara”. En la figura 1.1 se presenta la generación del año 2014 que fue de 17 993 MWh.

La empresa vio la necesidad de plantear proyectos cuya inversión impacte directamente en el costo de energía, medido por el indicador dólares por kilowatt hora producido (US\$/kW-h) presentado en el anexo 04.

Estos proyectos se convertirían en el hito principal de una nueva etapa de la compañía con miras a garantizar la continuidad de las operaciones y cumplir la Visión de la empresa de ser una de las empresas líderes en la industria minera aurífera nacional.

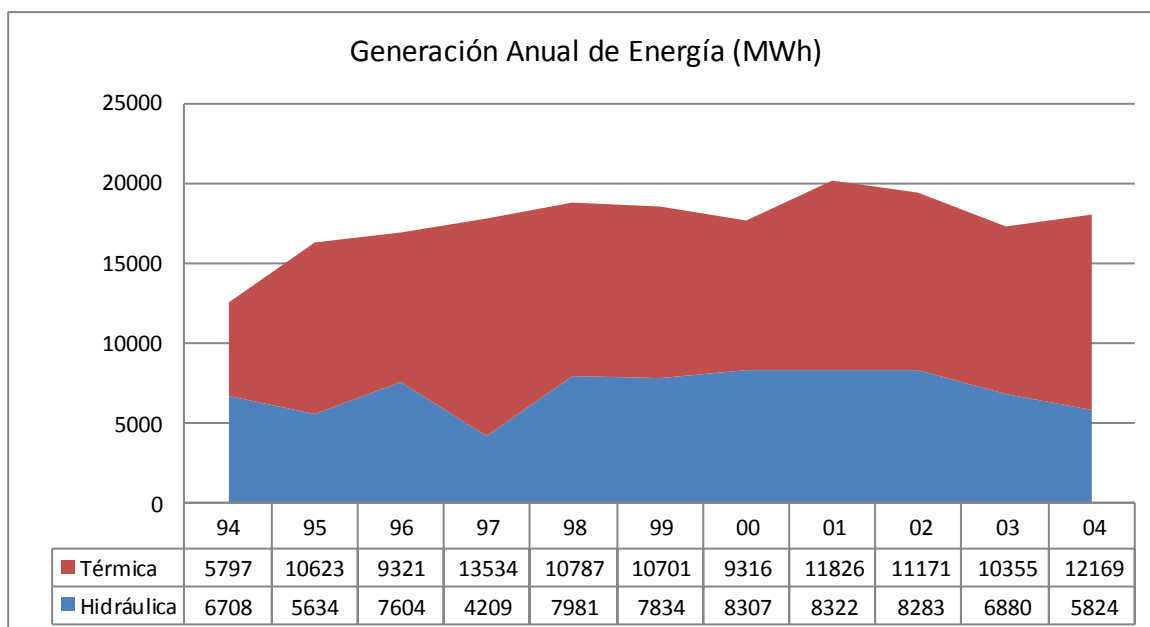


Figura 1.1: Generación de energía en CMPSA (1994 – 2004).

Fuente: Informe Anual 2004 – Minera Poderosa

Poderosa plantea tres alternativas de proyectos que le permitan asegurar la fuente de energía para sus operaciones que fueron las siguientes:

1. Incrementar la capacidad de generación en la Central Térmica José Antonio Samaniego Alcántara (CT. JASA). Su fuente es Diesel 2.
2. Enlazarse al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
3. Invertir en el potencial hidráulico de la zona y construir una Central Hidroeléctrica de alta capacidad para auto producir energía y vender el excedente al SEIN.

El análisis desarrollado llevó a la conclusión de que enlazarse al SEIN a través del tendido de una línea de alta tensión entre las ciudades de Cajabamba (Cajamarca) y Poderosa (La Libertad), distantes 50 Km. La alternativa 1 es desechada debido al alto

consumo de Diesel que se requería. La alternativa 3 no fue desechada; pero, fue pospuesta para un futuro proyecto debido a la liquidez de la empresa en dicho período.

El proyecto de enlazarse al SEIN contó con tres etapas de implementación:

- 1ª Etapa – Instalación de Línea de alta tensión 60 KV (113 torres y pórticos)
- 2ª Etapa – Enlace a la barra de 25KV de la Mina (torres – sala de interconexión).
- 3ª Etapa – “Automatización e implementación del sistema de protección de generadores en CT JASA y el CH El Tingo – Sistema Micro SCADA de subestaciones”.

Las dos primeras etapas constituyeron el desarrollo electromecánico y puesta en servicio de la línea de alta tensión en 60 KV, las subestaciones e instalación de celdas de protección eléctrica para la barra de interconexión en 25 KV.

Durante la tercera etapa del proyecto se decide automatizar el sistema de potencia de generación y transmisión de energía en 60 y 25 KV. Para esto se decide adquirir un Sistema SCADA de la marca ABB.

CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN A LA AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La automatización de Sistemas de Potencia puede ser definida como un sistema para administrar, controlar y proteger eléctricamente un proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Esto se logra obteniendo información en tiempo real del sistema; además, de tener una gran capacidad para el control local y remoto de aplicaciones y protección eléctrica avanzada. Los ingredientes del núcleo de la Automatización de Sistemas de Potencia son la inteligencia local, comunicación de datos y la supervisión del control y monitoreo.

2.1.1. ¿QUÉ ES LA AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA?

La mejor forma de describir la automatización de sistemas de potencia es como la interrelación de los siguientes componentes:

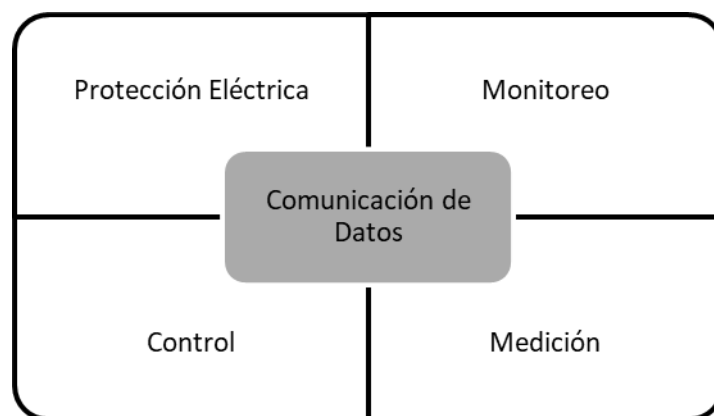


Figura 2.1: Estructura funcional de la Automatización de Sistemas de Potencia

Fuente Elaboración Propia

2.1.1.1. Protección Eléctrica

La protección eléctrica es el componente principal de cualquier panel de control y medición eléctrica. Su función es la de proteger al personal, los equipos y el de limitar el daño en caso de una falla eléctrica.

La protección eléctrica es una función local y debe tener la capacidad de funcionar independientemente de la automatización del sistema de potencia si es necesario, aunque esta sea una parte integral del sistema en condiciones normales de trabajo.

Las funciones de protección eléctrica nunca serán comprometidas o restringidas en cualquier automatización de sistemas de potencia.

2.1.1.2. Control

Éste incluye el control local y remoto. El control local consiste en las acciones que el dispositivo de control puede tomar por sí mismo lógicamente; por ejemplo, bahías de enclavamiento, secuencias de conmutación y verificación de sincronización. La intervención humana es limitada, y el riesgo de error humano se reduce considerablemente.

El control local también debe seguir funcionando incluso sin el apoyo del resto de la automatización del sistema de potencia.

El control remoto permite operar subestaciones a distancia desde el SCADA⁴. Los comandos se pueden enviar directamente a los dispositivos de control remoto como, por ejemplo, abrir o cerrar un interruptor de circuito. Además, la configuración y los ajustes del relé de protección eléctrica se pueden cambiar a través del sistema y el requerimiento de datos se puede solicitar desde la estación SCADA. Esto elimina la necesidad de

⁴ SCADA: Son las siglas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos. TECSUP, en su curso *Introducción al Sistema SCADA* (TECSUP, 2006) lo define "...como la tecnología que habilita la colección de datos de locaciones remotas, así como el envío de información a estas locaciones...".

personal para ir a la subestación, realizar operaciones de conmutación y éstas se pueden realizar mucho más rápido, lo que es una tremenda ventaja en situaciones de emergencia.

2.1.1.3. Medición

Una gran cantidad de información en tiempo real sobre una subestación o panel de conmutación se recopila para que, por lo general, se muestren en una sala o centro de control y se almacenan en una base de datos central.

La medición se compone de:

- Mediciones eléctricas (voltajes, corrientes, potencia, factor de potencia, armónicos).
- Otras medidas analógicas (temperatura, medición de gases y posición de TAP).
- Grabaciones de perturbación para los análisis de fallas.

Esto hace innecesario que el personal se traslade a una subestación para recopilar información, creando un ambiente de trabajo más seguro y la reducción en las horas hombre del personal. La enorme cantidad de información en tiempo real obtenida puede ayudar enormemente a realizar estudios en la red de energía como por ejemplo análisis de flujo de carga, planificar anticipadamente las intervenciones de mantenimiento y la prevención de fallas en el sistema que pueden causar enormes pérdidas en la producción.

2.1.1.4. Monitoreo

Esta información es muy importante para el análisis de fallas. Ésta nos indica el qué, cómo, cuándo y dónde sucedió una perturbación en el sistema de potencia. Otro punto importante es la secuencia (el lugar, el tiempo y la cronología de la falla). Esto se puede utilizar eficazmente para mejorar la eficiencia del sistema de alimentación y de

protección. Los Procedimientos de mantenimiento preventivo pueden ser actualizados por el monitoreo en línea de la condición operativa del sistema.

Entre las acciones de monitoreo tenemos:

- Grabaciones de secuencia de evento del sistema.
- Estado y monitoreo de condición, incluyendo la información de mantenimiento, ajustes de relé, etc.

2.1.1.5. Comunicación de Datos

La comunicación de datos constituye el núcleo de cualquier automatización del sistema de energía, y es prácticamente el elemento que mantiene unido al sistema. Sin la comunicación, las funciones de la protección eléctrica y el control local continuarán, y el dispositivo local puede almacenar algunos datos; pero, el sistema de automatización no puede funcionar.

La forma de comunicación dependerá de la arquitectura utilizada, y ésta a su vez, dependerá de la forma de comunicación elegida.

2.1.2. ARQUITECTURA DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE POTENCIA.

Actualmente, los sistemas más avanzados son desarrollados hacia una arquitectura básica⁵ detallada a continuación.

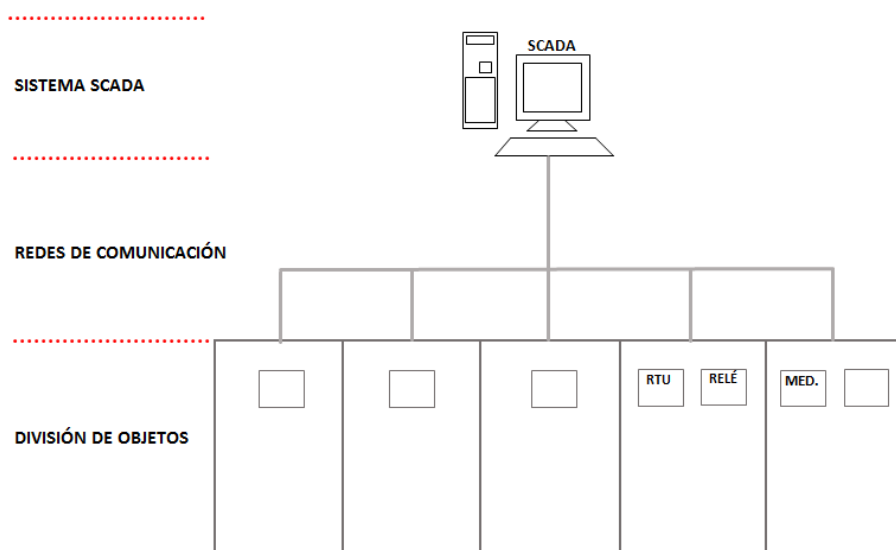


Figura 2.1: Arquitectura Básica de la Automatización de Sistemas de Potencia

Fuente: Elaboración Propia

Este sistema tiene tres niveles principales:

2.1.2.1. División de Objetos:

La división de objetos del sistema de automatización del sistema eléctrico consiste en dispositivos electrónicos inteligentes como medidores de energía, relés de protección y controladores lógicos programables o conocidos por sus siglas en inglés PLC.

Estos dispositivos reciben entradas analógicas de los transformadores de corriente (TC) y de tensión (TT), transductores en los diversos paneles de conmutación, entradas

⁵ Es importante indicar que no existe un solo tipo de arquitectura que defina a un Sistema Automatizado de Potencia. Sin embargo, las grandes marcas como ABB, Siemens o Schneider Electric, aplican actualmente el tipo Básico.

digitales de contactos auxiliares de los equipos de los interruptores, otros dispositivos de campo o el SCADA maestro.

Los equipos de esta división pueden realizar complejos cálculos lógicos y matemáticos y proporcionar una salida discreta o análoga ya sea al maestro SCADA, a otros instrumentos de campo, o de vuelta a la celda de realizar algún comando, por ejemplo, abrir un interruptor automático.

2.1.2.2. La Red de Comunicación

La red de comunicaciones es prácticamente el sistema nervioso de la automatización del sistema de potencia. La red de comunicaciones asegura los datos sin procesar, procesa información y transmiten comandos de forma rápida, eficaz y libre de errores entre los diversos instrumentos de campo y el sistema SCADA. El medio físico será predominantemente de fibra óptica en redes modernas, aunque el cableado de cobre seguirá existiendo entre los distintos dispositivos dentro de una subestación.

La red de comunicación sirve como la interfaz entre el nivel de división de objetos y el nivel de la estación SCADA que podría ser una estación maestra en la propia subestación, o remotamente en una sala de control.

2.1.2.3. SCADA

La estación SCADA⁶ es virtualmente el cerebro de la automatización del sistema de potencia. El SCADA recibe datos e información de campo, decide qué hacer con ella, lo almacena (directamente o previo procesamiento), y emite las solicitudes y/o comandos a los dispositivos remotos. Por lo tanto, el SCADA está efectivamente en control de todo el sistema de automatización.

⁶ SCADA: Supervisory, Control and Data Acquisition, o en su traducción Supervisión Control y Adquisición de Datos.

Una estación SCADA es también usada para centralizar el control sobre la red de telecomunicaciones y/o ejecutar comandos externos para el control y supervisión del sistema.

2.2. MEDICIÓN DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

2.2.1. MEDICIONES ELÉCTRICAS

La medición es el proceso de comparación de una magnitud física con un valor de esta magnitud elegida como unidad.

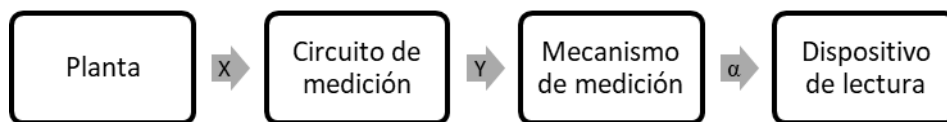


Figura 2.3: Proceso de Medición

Fuente: Elaboración Propia

Donde:

X: Variable que se mide.

Y: Señal acondicionada para procesar por el mecanismo de medición.

α : Señal de salida que indica el resultado.

En un diagnóstico energético, la medición es un concepto que permite, mediante la instrumentación adecuada, experiencia, buen criterio, programas de análisis, coordinación y planeación apropiada, dar seguimiento al flujo y distribución de energía en su proceso de transformación y establecer un balance en cada etapa y en cualquier tiempo.

2.2.2. MÉTODOS DE MEDICIÓN

Los métodos de medición pueden clasificarse en:

- Método estacionario, cuando existen instrumentos de medición permanentes o fijos.
- Método manual, cuando se utilizan instrumentos de medición portátiles.

Es recomendable que las mediciones se realicen en forma directa, y cuando no sea posible o por conveniencia realizarlas en forma indirecta.

Es necesario considerar los siguientes aspectos en la selección de equipos de medición para el método que se desea aplicar:

- Determinar las mediciones físicas más apropiadas que serán base para calcular cada flujo de energía.
- Seleccionar tentativamente los tipos de elementos primarios requeridos (transductores).
- Decidir cómo se van a usar los resultados de cada evaluación de flujo de energía, como base del análisis, de la interpretación y de apoyos para el diagnóstico.
- Determinar cómo se presentarán y que acciones dependerán su análisis.

2.2.3. DISPOSITIVOS ANALÓGICOS

- Miden en forma continua la señal eléctrica.
- La continuidad permite respuesta análoga.
- La magnitud de salida representa el tamaño de la variable medida.
- El dispositivo de lectura representa la variable en una escala numérica.



Figura 2.4: Medidores de panel análogos – Marca: Gossen

Fuente: <http://www.electro-meters.com/gossen>

2.2.4. DISPOSITIVOS DIGITALES

- Muestran la señal eléctrica a intervalos regulares de tiempo.
- El valor que está siendo muestreado se convierte en un número.



Figura 2.5: Medidor multifunción ION 6200 – Marca: Schneider Electric

Fuente: <http://www.schneider-electric.com>

2.2.4.1. Aplicaciones:

- En celdas de medición con representación alfanumérica.
- Como una etapa inicial en un proyecto de automatización de energía.
- Como instrumentos registradores.

2.2.4.2. Ventajas:

- Reducción en el error de la lectura humana.
- Mayor rapidez en la lectura del valor medido.
- No hay errores de paralelaje⁷.
- Capacidad de mostrar valores máximos, medias, promedios.

2.2.4.3. Desventajas:

- Alto costo inicial.
- Sensibles a las variaciones de voltaje y temperatura.

2.2.4.4. Principio de funcionamiento:

A continuación, se muestra el principio de funcionamiento de los medidores digitales, desde la planta hasta la pantalla del equipo:

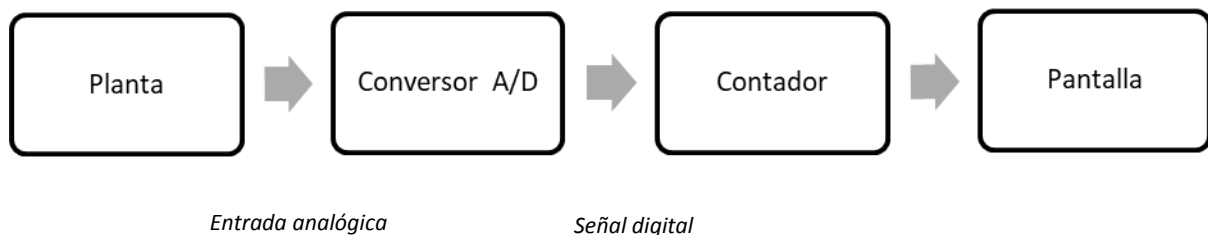


Figura 2.6: Esquema en Bloques del funcionamiento del medidor digital

Fuente: Elaboración Propia

2.2.5. PARÁMETROS ELÉCTRICOS E INSTRUMENTOS

Los principales parámetros eléctricos en la medición de energía son:

2.2.5.1. Corriente

Es la medida del flujo de electrones por un conductor. Se mide utilizando un amperímetro. Éste consiste en un transductor de corriente (o bobina tipo toroide) que es

⁷ El error de paralelaje, se produce por no tener una línea de visión exactamente perpendicular a la escala de medida (Referencia: www.ingmartinez132.com)

conectado al panel del dispositivo. El transductor se selecciona de acuerdo a la magnitud de la corriente a ser medida.

2.2.5.2. Tensión

Es la medida de la fuerza que mueve los electrones y es generalmente constante. Se mide utilizando el voltímetro. Éste se utiliza conectando los terminales al conductor bajo estudio. El voltaje se lee directamente de la escala adecuada del instrumento.

2.2.5.3. Potencia

Para determinar la potencia consumida por el circuito se utiliza el vatímetro. La potencia también puede determinarse indirectamente, dado que la potencia aparente (S) es igual al producto de la corriente por el voltaje y por la raíz cuadrada del número de fases del sistema, es decir:

- Sistema monofásico: $S = V \times I$
- Sistema trifásico: $S = \sqrt{3} \times V \times I$

2.2.5.4. Factor de Potencia

- Es el cociente entre los valores de potencia activa y potencia aparente.
- Se mide mediante el cosfímetro, el cual físicamente es igual al vatímetro.

2.2.5.5. Energía Activa

Es el consumo de la energía eléctrica, el cual es muy importante determinarlo porque está en relación directa al costo de energía.

La cuantificación normalmente se efectúa mediante los respectivos contadores de energía.

2.2.6. ANALIZADORES DE REDES ELÉCTRICAS DEL TIPO ELECTRÓNICO

Son los equipos adecuados para la ejecución de las auditorías energéticas y la medición de energía y de diversas variables eléctricas. Constituyen una herramienta para

obtener estos datos, y cuentan con el complemento informatizado, mediante un software apropiado y permiten un análisis del estado operativo de los equipos, poniendo en relieve la deficiencia en el consumo de energía.

Las instalaciones se pueden hacer:

- En paralelo con los equipos de medida analógicos.
- En los secundarios (menos de 600V. de los transformadores de potencia).

El objetivo principal de estas mediciones será conocer en algunos casos la demanda total y el diagrama de carga de la planta; en otros, conocer el consumo por áreas específicas relacionadas con la producción y se determinará las condiciones operativas de los principales equipos.

2.2.6.1. Transformadores de medición

Se denominan transformadores de medición a los utilizados para la alimentación de los circuitos de medición.

Los transformadores de medición sirven para las siguientes finalidades:

- Permiten medir altas tensiones y altas intensidades.
- Separan eléctricamente el circuito controlado de los equipos de medición.
- Hacen posible la ubicación de los equipos a distancia de los circuitos controlados, esto evita la influencia de campos magnéticos externos en el funcionamiento de los equipos.

Los transformadores de medición se dividen en dos:

- Transformadores de tensión.
- Transformadores de corriente.

En el siguiente cuadro se presenta la relación de los principales parámetros eléctricos y transductores utilizados.

Parámetros	Unidades	Transductores
Tensión	Voltio (V)	Transformadores de tensión (TT)
Intensidad	Amperio (A)	Transformadores de corriente (TC)
Factor de potencia	N.A. ⁸	TT y TC
Potencia Activa	W, kW, MW	TT y TC
Potencia Reactiva	VAR, kVAR, MVAR	TT y TC
Frecuencia	Hz, C/seg.	TT

Cuadro 2.1: Parámetros eléctricos y los transductores para su medición.

Fuente: Elaboración Propia

⁸ N.A.: No aplica.

CAPÍTULO 3: DESARROLLO DEL TRABAJO.

3.1. ANÁLISIS DEL PROBLEMA

Minera Poderosa, luego de culminar la instalación de la línea de alta tensión (enlace al SEIN y barra en mina), pone en servicio el sistema teniendo un nuevo suministro eléctrico en el sistema de potencia de mina. En este nuevo sistema, que debe operar el área de energía, se realizan todas las actividades de despacho y recepción de energía de forma manual. Entre las actividades que se desarrollaban se lista:

- Toma de parámetros cada hora en formatos escritos de las Centrales de Generación y en las subestaciones de enlace al SEIN.
- Apertura manual de interruptores de alta y media tensión.
- Sincronización manual de grupos, turbinas y enlace al SEIN.
- Elevado tiempo en coordinaciones radiales y telefónicas para conocer el estado actual del sistema de transmisión.
- Elevado tiempo de reposición de servicio después de una falla debido a grandes movilizaciones y desconocimiento de lectura de fallas en relés de protección.
- Falta de personal con conocimiento con conocimiento en Instrumentación y Control que le permitiese comprender de forma rápida los cambios de tecnología implementados.

El sistema es funcional pero no óptimo, lo que lleva a que la calidad del sistema energético no sea el esperado en la operación de la mina llevando a retrasos en la salida de mineral de los socavones y retrasos de producción en las Plantas de procesamiento.

3.2. PRESENTACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Se presenta la necesidad de tener una herramienta que permita centralizar el control del sistema de potencia de la mina. Este sistema se encargaría de controlar y monitorear las centrales de generación, subestaciones de energía y protecciones de las líneas de transmisión.

Se responsabilizó al autor la participación en la ingeniería de detalle del proyecto, la supervisión directa de la puesta en servicio y se encargó las decisiones en campo debido a las capacidades técnicas y formación en instrumentación y control.

Con la automatización del sistema de potencia se buscó optimizar la operación de despacho y recepción de energía, eliminando la problemática de la operación manual con las siguientes funciones del sistema:

- Mostrar en tiempo real los datos de campo recibidos de los relés y medidores de energía, controladores de bahía y RTU.
- Guardar los históricos de los datos recibidos y recuperarlos cuando sean requeridos.
- Activar alarmas cuando es necesario.
- Mostrar la secuencia de eventos y grabaciones de oscilografías cuando sea requerido.
- Proveer una interfaz para operar, supervisar, controlar y configurar remotamente relés de protección, medidores de energía y otros dispositivos.

El sistema se conceptualizó para tener un sistema independiente para atender las 4 grandes zonas geográficas del proyecto:

ZONA GEOGRÁFICA	ESTACIÓN DEL SISTEMA SCADA
Central de Generación	SYSGEN: Estación SCADA (Maestra)
SE. Leonidas Pacheco Cano	SYSLPC: Estación SCADA (Esclavo)
SE. Cajabamba	SYSCAJ: Remote terminal unit (Esclavo)
Oficinas Mina (Lima)	Estación SCADA (Esclavo – Copia de SYSGEN)

Cuadro 3.1: Ubicación de estaciones del sistema SCADA.

Fuente: Elaboración Propia

3.3. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA AUTOMÁTICO DE CONTROL

3.3.1. Diseño de planos (2006-11-04⁹)

Para el desarrollo del proyecto se realizó el levantamiento de información de campo y se elaboró distintos planos, por ejemplo, para la ubicación de tableros de control y relés de protección de turbinas y grupos electrógenos. Estos planos fueron necesarios para que la empresa ABB (Asea Brown Boveri), encargada de la instalación y puesta en servicio, pueda realizar el montaje de equipos y cableado necesario. En el anexo 05 se presentan otros planos desarrollados por el autor.

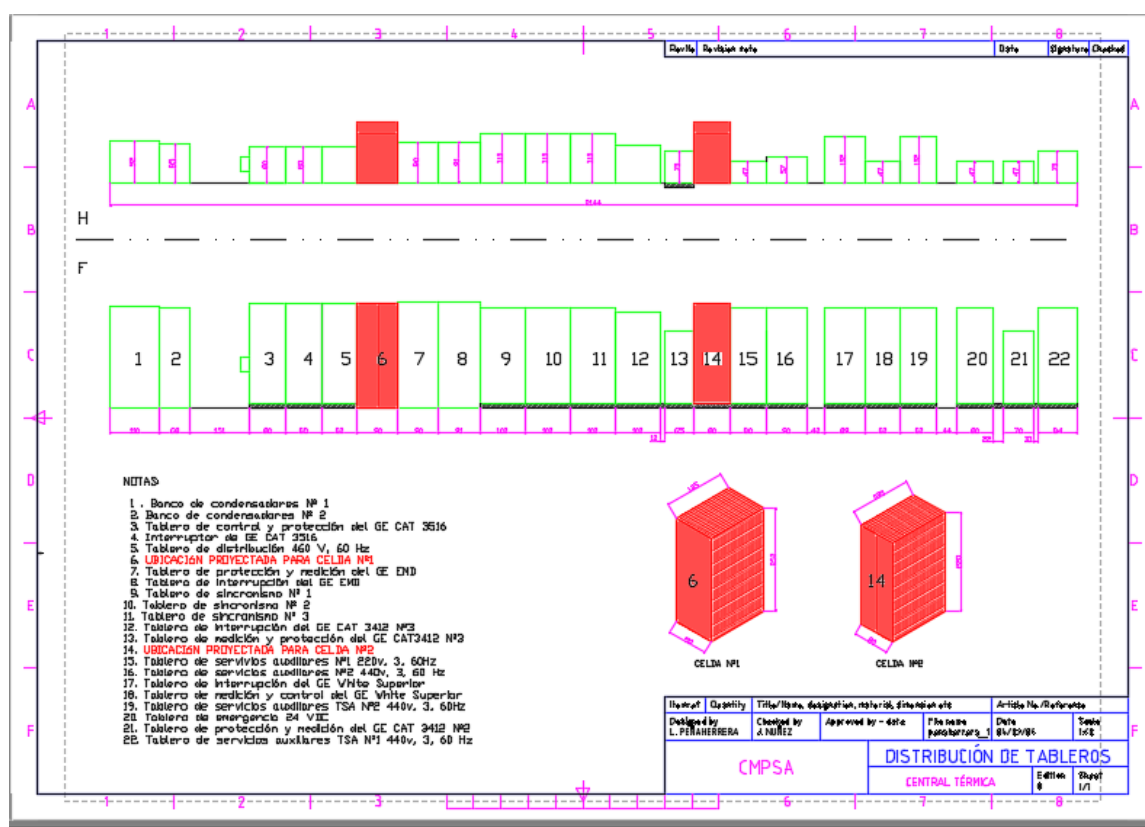


Figura 3.1: Plano de ubicación de los nuevos tableros de control para la automatización de la Protección eléctrica de la Central Hidráulica y Térmica

Fuente: Elaboración Propia

⁹ Formato para determinar fecha AAAA-MM-DD (Año – Mes – Día).

Durante esta etapa del proyecto, la empresa designó al autor para desarrollar las coordinaciones de campo del proyecto dada la especialidad del desarrollo profesional.

Se coordinó, junto con el área de mantenimiento y operaciones, la puesta en servicio del proyecto y la integración del nuevo equipamiento a la Central de Generación. En paralelo se desarrolló el cargo de Supervisor de Automatización (Prácticas Profesionales) para las plantas de procesamiento y Centrales de Generación.

3.3.2. Revisión de pantallas SCADA (2006-11-19)

Se responsabilizó la revisión, elaboración de observaciones y aprobación de las pantallas del sistema SCADA del proyecto. Durante esta etapa se coordinó directamente con la Superintendencia de Proyectos Energéticos, la Superintendencia de Mantenimiento & Energía y la Supervisión de las Centrales de Generación para que las pantallas de Control contengan la información necesaria para el óptimo desarrollo operativo.

Las revisiones, conocidas como Red Marks en proyectos, son las observaciones en planos o pantallas para que sean levantadas por los responsables de ejecutar el proyecto.

En la figura 3.2 se presenta la revisión a una de las pantallas del sistema; además, en el anexo 06 se aprecian otras pantallas revisadas por el autor.

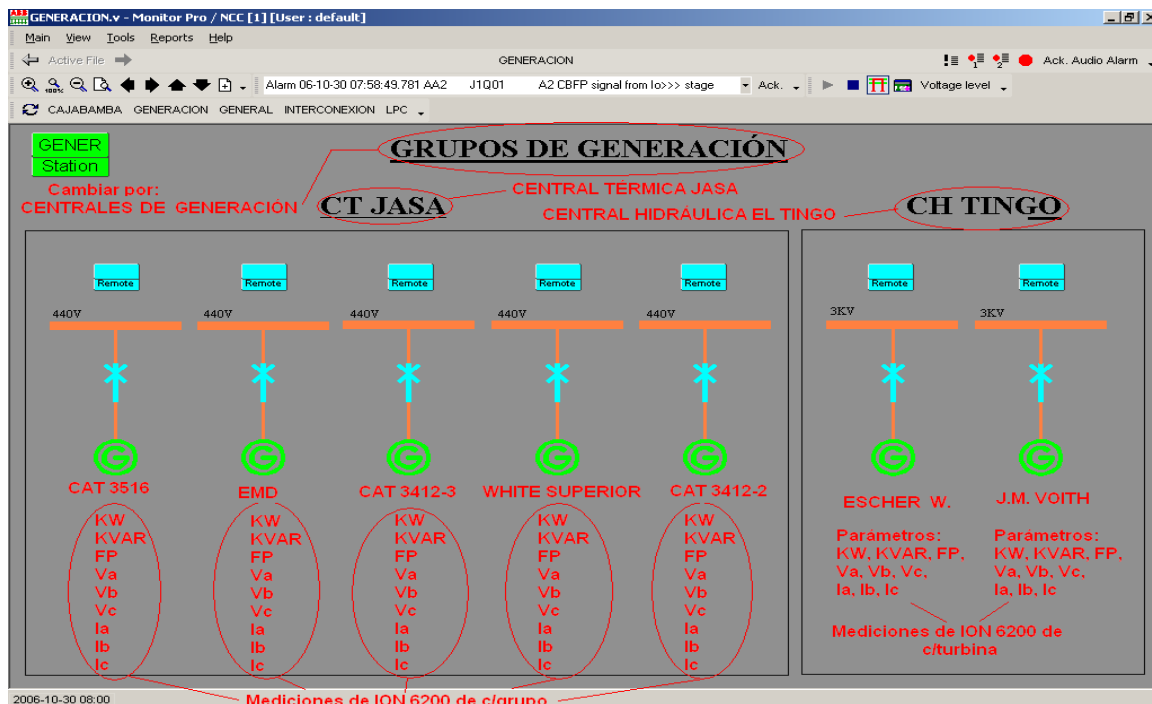


Figura 3.2: Pantalla de las centrales de generación con revisiones (Red Marks)

Fuente: Elaboración Propia

3.3.3. Renovación de prácticas profesionales (2006-11-21)

La jefatura de Generación y Transmisión de Energía, a quien se reportaba las actividades, solicita a la Superintendencia de Energía y Mantenimiento renovación de las prácticas profesionales dados los éxitos alcanzados en el primer periodo de trabajo. En éste, se comparte la supervisión de los trabajos del proyecto con reparaciones en la planta de procesamiento y centrales de generación obteniendo ahorros a la empresa al no contratar profesionales externos y reducir el tiempo de inactividad del proceso de producción asociado al no operar equipos críticos.

En el anexo 07 se presenta el correo de solicitud del Ing. José Núñez, Jefe de Generación y Transmisión de Energía, donde se realiza la solicitud de renovación.

3.3.4. Responsabilidad técnica del proyecto (2007-01-13)

La Superintendencia de Mantenimiento destina al autor todas las coordinaciones del proyecto de Automatización del Sistema Eléctrico, tanto en la etapa de Protecciones eléctricas como la etapa de Implementación del sistema SCADA.

A partir de este momento, se asume la responsabilidad de la planificación, ejecución, control y monitoreo y cierre del proyecto.

Parte de las responsabilidades abarcaron lo siguiente:

- Controlar el alcance.
- Controlar el cronograma.
- Control de los costos.
- Controlar la calidad de las etapas del proyecto.
- Controlar las comunicaciones.
- Controlar los riesgos.
- Controlar las adquisiciones.
- Controlar el involucramiento de los interesados.

3.3.5. Control de Costos - Procura (2007-03-15)

En el anexo 08, se adjunta un correo de coordinación con la Superintendencia de Proyectos; en él, se informa el estado de las últimas compras realizadas al proyecto. El trabajo consistía en analizar la relación entre los fondos del proyecto consumido y el trabajo real efectuado correspondiente a dichos gastos. Fue muy importante gestionar que las compras aprobadas y los cambios en la línea base del proyecto no se vean modificados sin justificación.

3.3.6. Instalación SCADA Mina – SYSGEN - SYSLPC (2007-04-10)

Se realiza la instalación del Sistema SCADA, se efectúa la supervisión directa y la aprobación de las pruebas de pre operativas y pruebas finales de operación.

Entre las actividades ejecutadas en esta implementación se desarrolló lo siguiente:

- I. Planta de Generación (CT JASA – CH El Tingo)
 - a. Se instala el computador tipo Workstation HP Compaq XW6200 P4X con el software del MicroSCADA Pro SYS600. A esta estación se le denomina SYSGEN.

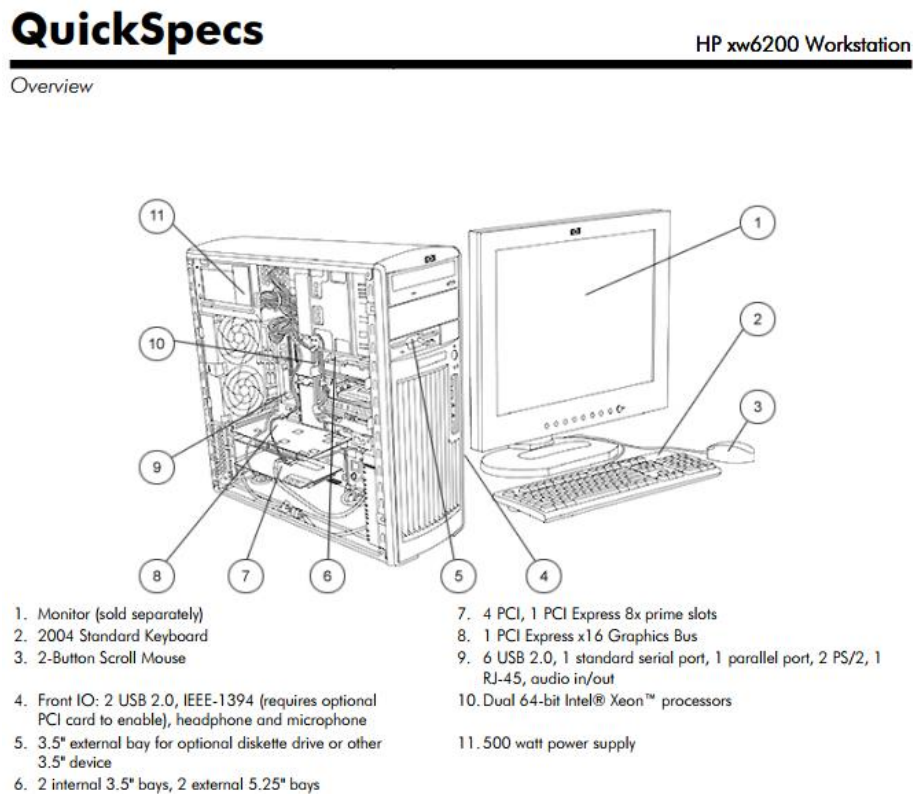


Figura 3.3: Especificaciones técnica de Workstation.

Fuente: <http://new.abb.com/substation-automation/products/software/microscada-pro/sys600>

- b. Se conecta y parametriza un total de 14 medidores de energía al bus de comunicación Modbus. Estos medidores pertenecen a las 02 turbinas de

generación hidráulica, 05 grupos de generación a Diesel 2 y las celdas de distribución de la barra de 25 KV. En el anexo 09 se presenta la configuración de parámetros eléctricos en el sistema SCADA.

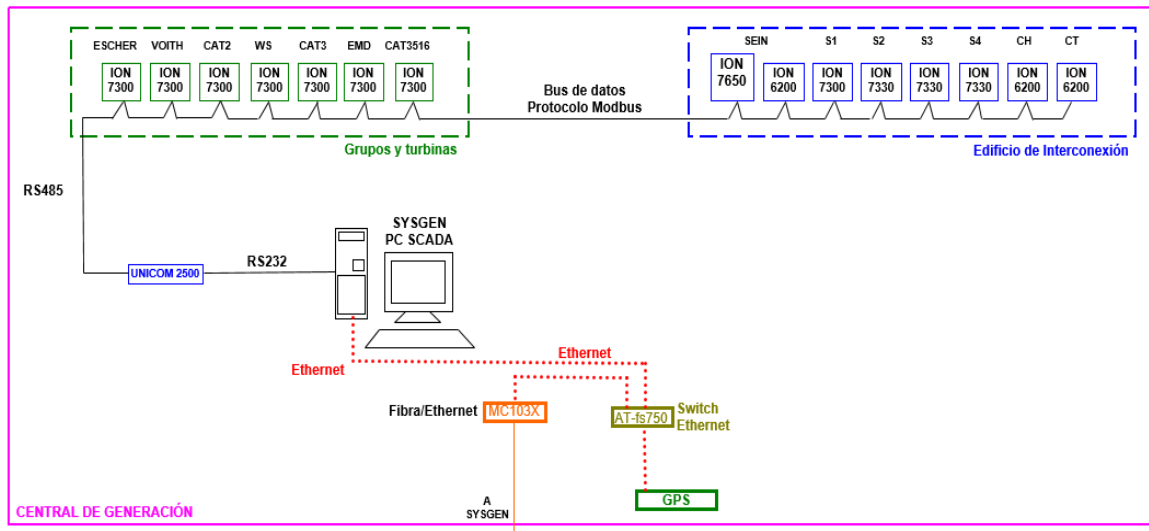


Figura 3.4: Arquitectura de SYSGEN y medidores de energía

Fuente: Elaboración Propia

- c. Se conecta y parametriza un total de 06 relés de protección eléctrica al bus de comunicación DNP3.0. Estos relés pertenecen a las 02 celdas de ingreso y 04 celdas de salida a cargas de la barra de 25 KV.
- d. Se configuró el protocolo IEC-60870-5-104 para la comunicación entre las estaciones SYSGEN y SYSLPC. Este protocolo fue desarrollado por la International Electrotechnical Commission (IEC) para telecontrol, tele protección y comunicaciones asociadas para sistemas eléctricos de potencia.
- e. Se configura el GPS a través de protocolo de comunicación Ethernet. Éste permitió sincronizar todas las estaciones enlazadas al sistema SCADA.
- f. Se conecta y configura el relé RER111, éste se comportará como un relé maestro en una topología tipo estrella. Se realiza el cableado de fibra óptica multi modo a los relés de campo. Se configura el protocolo LON, y se realiza la prueba de

comunicación en todos los relés y medidores de energía. Se utiliza este tipo de fibra óptica debido a que acepta una transmisión de longitud de onda de 820 a 900 nm., necesaria para la comunicación de los equipos marca ABB.

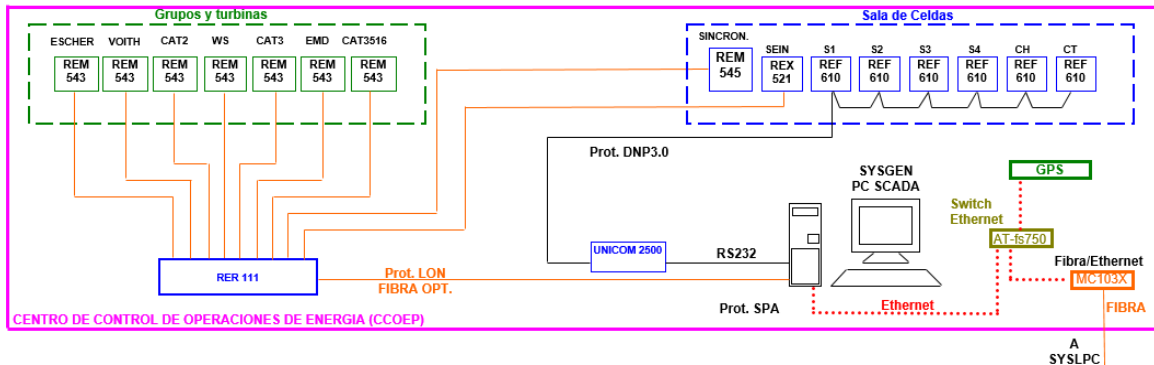


Figura 3.5: Arquitectura de SYSGEN y relés de protección
Fuente: Elaboración Propia

- g. Configuración de las alarmas de todos los IED en la SYSGEN, se configuran las pantallas y los registros de medición para cada equipo del sistema. Se configura y prueba los mandos de apertura, cierre y posición de los interruptores.

II. Sub estación LPC

- a. Se instala el computador tipo Workstation HP Compaq XW6200 P4X con el software del MicroSCADA Pro SYS600. A esta estación se le denomina SYSLPC.
- b. Se conecta y parametriza un total de 02 medidores de energía al bus de comunicación Modbus. 01 de estos medidores pertenece a la celda de llegada de 60 KV. y 01 a la salida de 25KV.

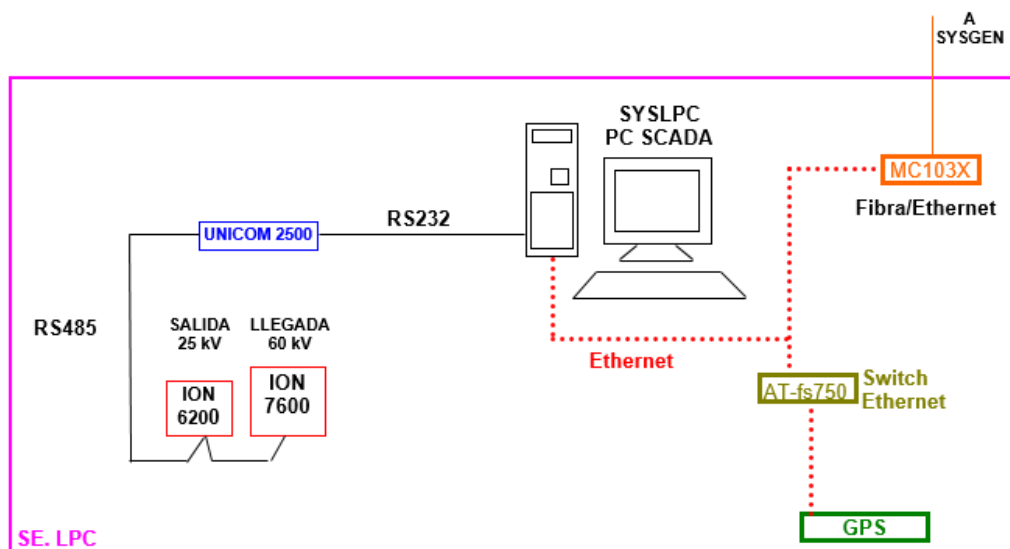


Figura 3.6: Arquitectura de SYSLPC y medidores de energía
Fuente: Elaboración Propia

- c. Se conecta y parametriza un total de 03 relés de protección eléctrica al bus de comunicación SPA.02 de estos relés pertenecen a la celda de llegada de 60 KV. y 01 a la salida de 25KV.
- d. Se configuró el protocolo IEC-60870-5-104 (IEC 104) para la comunicación entre las estaciones SYSLPC y SYSGEN. Se realiza prueba de visualización de datos de SYSLPC desde SYSGEN.
- e. Se configura el GPS a través de protocolo de comunicación Ethernet.
- f. Se conecta y parametriza el relé TPU2000R al bus de comunicación Modbus. Se configura el protocolo LON, y se realiza la prueba de comunicación en todos los IED.

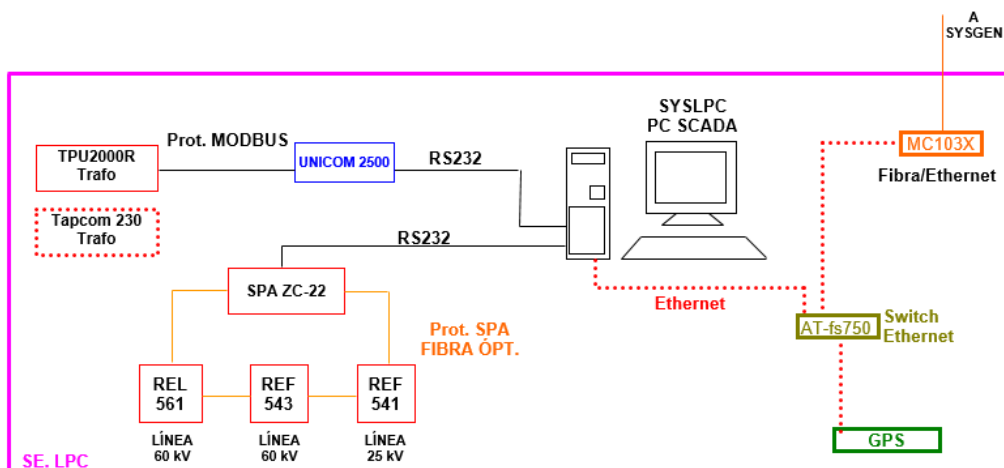


Figura 3.7: Arquitectura de SYSLPC y relés de protección

Fuente: Elaboración Propia

- g. Configuración de las alarmas de todos los IED en la SYSLPC, se configuran las pantallas y los registros de medición para cada equipo del sistema. Se configura y pruebas los mandos de apertura, cierre y posición de los interruptores.

En el anexo 10 se presenta algunas pantallas finales del sistema SCADA como la Interconexión en 25 KV. y la subestación Leonidas Pacheco Cano.

3.3.7. Programación de PC para Monitoreo de Energía (2007-05-23).

Dentro de las compras realizadas por el proyecto, el lote de medidores de energía de la marca Power Measurement - ION, fue adquirido junto con licencias del software ION Enterprise®.

Este software permite administrar en una sola plataforma diferentes tipos de medidores de energía, a la vez de tener funciones avanzadas de manejo de información para obtener los costos de energía y estadísticas de las variables eléctricas. Este sistema fue conceptualizado para que sea una herramienta de gestión a nivel del área de ingeniería.

En una primera instancia, se consideró la necesidad de contratar un servicio del proveedor para la instalación, configuración y proveer los equipos necesarios para la puesta en marcha de este sistema.

Esta puesta en servicio no estaba programada dentro del alcance del proyecto debido a que se consideró como un sistema de apoyo que podía adquirirse por el área de operación dada la necesidad del mismo.

Por necesidad operativa, se puso en servicio el sistema para que permita optimizar la gestión energética a nivel de ingeniería y gestión con la empresa proveedora de energía del SEIN.

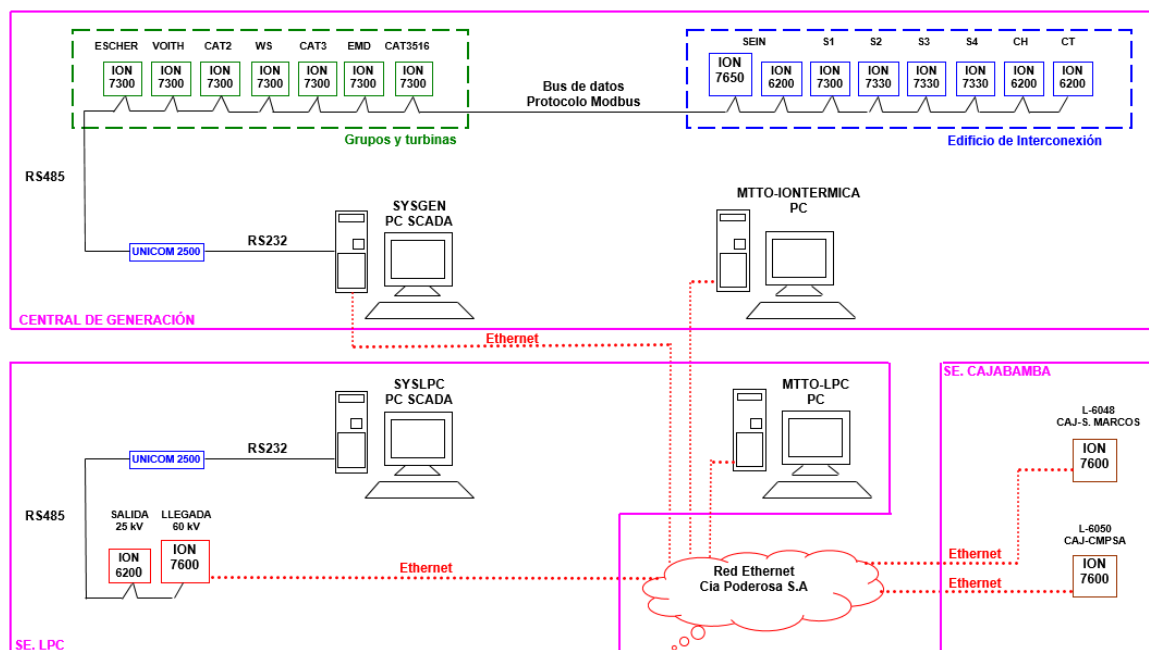


Figura 3.8: Arquitectura del Sistema Monitoreo energía

Fuente: Elaboración Propia

Se realizó la implementación y configuración del software, medidores de energía y computadores (con apoyo del área de Tecnología de la Información). En la figura 3.8 se muestra el desarrollo del sistema incluyó:

- La ingeniería de funcionamiento del sistema (Central de Generación – SE. LPC – SE. Cajabamba).
- Una PC utilizada como servidor con sistema operativo (Windows Server). A esta PC se le denominó MTTO - ION TÉRMICA.
- Una PC utilizada como cliente para realizar las consultas y acceder al sistema como usuario. A esta PC se le denominó MTTO – LPC.
- Instalación del cableado estructurado de la red Ethernet.
- Instalación y configuración del software propio de medidores ION Enterprise®.
- La ingeniería de desarrollo para el diseño de las pantallas y los reportes del Sistema.

La configuración y puesta en servicio del sistema de monitoreo se desarrolló con los conocimientos de programación por objetos desarrollado en los últimos ciclos de la Universidad Nacional de Piura con los softwares de National Instruments. En la figura 3.9 se muestra la pantalla inicial del sistema de monitoreo.

Esta implementación es presentada a la Superintendencia y Jefatura de Energía como logro del área al realizar un desarrollo propio con el ahorro de los costos al no contratar a una empresa externa para su realización. El costo ahorrado ascendió a cerca de 40000 USD. En el anexo 10 se presentan los correos del autor y las felicitaciones del Ing. Manuel Velasquez, Superintendente de Energía y Mantenimiento. Además, se muestran pantallas implementadas.

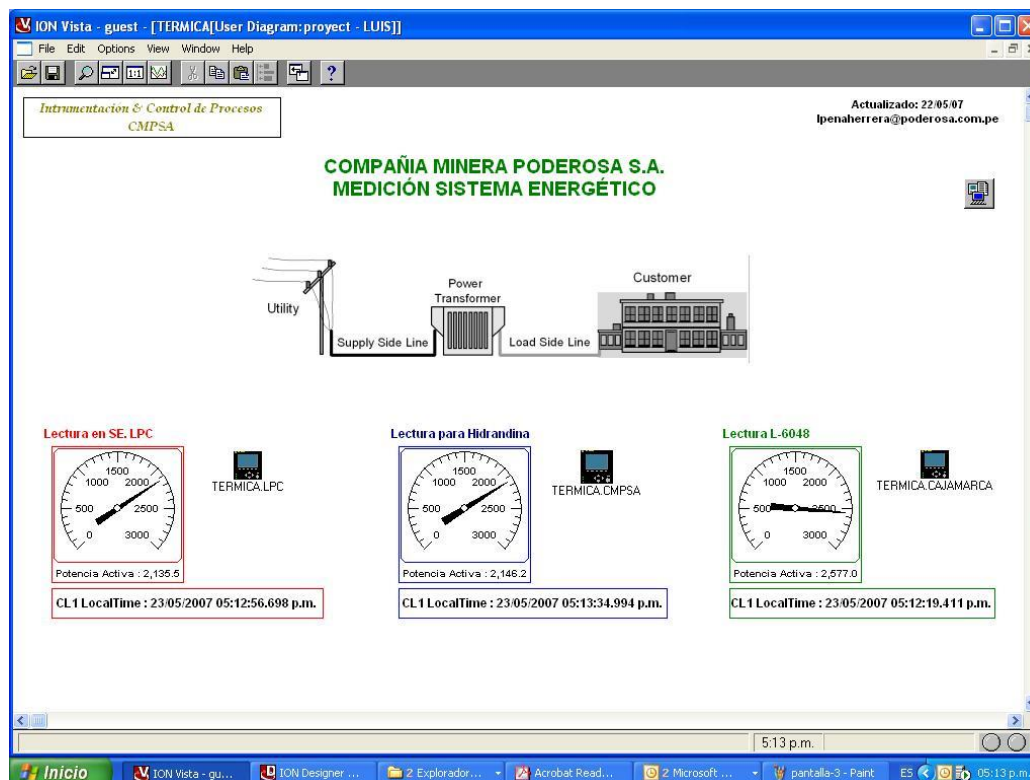


Figura 3.9: Pantalla del sistema del sistema ION Enterprise

Fuente: Elaboración Propia

3.3.8. Seguridad en configuración del sistema SCADA (2007-06-13).

La implementación del proyecto llevó a muchas capacitaciones, puesta en servicio de nuevo equipamiento y sobre todo a que el personal quiera investigar y desarrollar sus habilidades con los nuevos sistemas. Esto también trajo el retraso en la elaboración de los manuales y procedimientos operativos y de mantenimiento.

El personal operativo, usuario del SCADA, cambió la configuración de la base de datos de los equipos y eliminó archivos que corrompieron el arranque del sistema. Para resolverlo se solicitó la asistencia de empresa ABB para que realice un ingreso remoto al sistema (desde la oficina de la mina en Lima) y realizar la reparación necesaria.

Esto llevó a que se realizaran una serie de acciones preventivas para evitar una recurrencia de esta falla, afectando así la visualización y el control de los parámetros del sistema. Las acciones implementadas para darle seguridad al sistema SCADA fueron:

- Elaboración de instructivos y de operación y uso del sistema SCADA.
- Elaboración de instructivo de operación y mantenimiento de equipos.
- Configuración de claves de usuario con permiso de modificación de parámetros a relés de protección y medidores de energía.
- Creación de usuarios con distintos privilegios (Usuario /Supervisor / Ingeniería) para el acceso al sistema SCADA y al sistema ION Enterprise.
- Almacenamiento de backup dejado por ABB en los servidores de la compañía y el procedimiento para su uso.

3.3.9. Observaciones al funcionamiento de SCADA (2007-06-22)

Se responsabilizó de elaborar el listado de observaciones a los sistemas que no operaban de acuerdo al alcance del proyecto. Además, se lideró el seguimiento a éstas y su corrección de acuerdo al alcance del contrato.

Se tuvo participación directa en las inspecciones de campo y coordinación con los Gerentes de Proyecto y responsables de Operaciones.

En el anexo 12 se presenta un correo al Ing. José Núñez, Jefe de Generación y Transmisión de Energía con el listado de observaciones.

3.3.10. Instalación SCADA – Cajabamba (SYSCAJ) – 2007-07-11

Se realiza la instalación del equipamiento para la comunicación de relés de protección y medidores de energía de la SE. Cajabamba hacia las estaciones SYSGEN y SYSLPC ubicados en la unidad minera.

Se realizó la supervisión directa y la aprobación de las pruebas de pre operativas y pruebas finales de operación.

Entre las actividades ejecutadas en esta implementación se desarrolló lo siguiente:

- a. Se instala un tablero de comunicación que será utilizado para integrar los equipos de comunicación empresarial con la red del Sistema SCADA. A esta estación se le denomina SYSCAJ.



Figura 3.10: Montaje de tablero de comunicación por parte de personal de ABB.

Fuente: Elaboración Propia

- b. Se conecta y parametriza un total de 04 relés de protección eléctrica al bus de comunicación SPA.

- c. Se configuró el protocolo IEC-60870-5-104 (IEC 104) para la comunicación entre las estaciones SYSCAJ y SYSGEN. Se realiza prueba de visualización de datos de SYSCAJ desde SYSGEN.
- d. Se instala el GPS, el conversor de fibra a RS-232 (SPA ZC22¹⁰). El conversor de RS 232 a Ethernet (NPort 5410¹¹).
- e. Se conecta y parametriza el relé TPU2000R al bus de comunicación Modbus. Se configura el protocolo LON, y se realiza la prueba de comunicación en todos los IED.

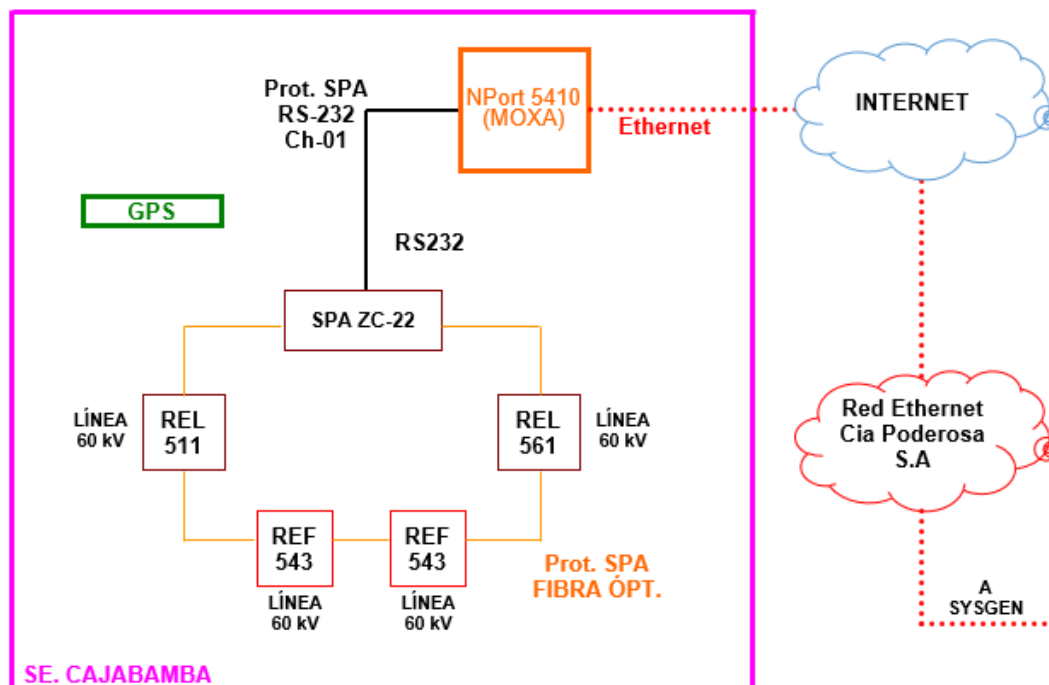


Figura 3.11: Arquitectura de enlace a SCADA de relés de protección

Fuente: Elaboración propia

¹⁰Referencia: https://library.e.abb.com/public/97089bac675100a9c2256a33004eb2b1/SPA-ZC22_EN_A.pdf

¹¹Referencia: https://www.moxa.com/product/NPort_5410.htm

- f. Se conecta y parametriza un total de 02 medidores de energía al bus de comunicación Modbus. 01 de estos medidores pertenece a la celda de llegada de 60 KV. y 01 a la salida de 25KV.

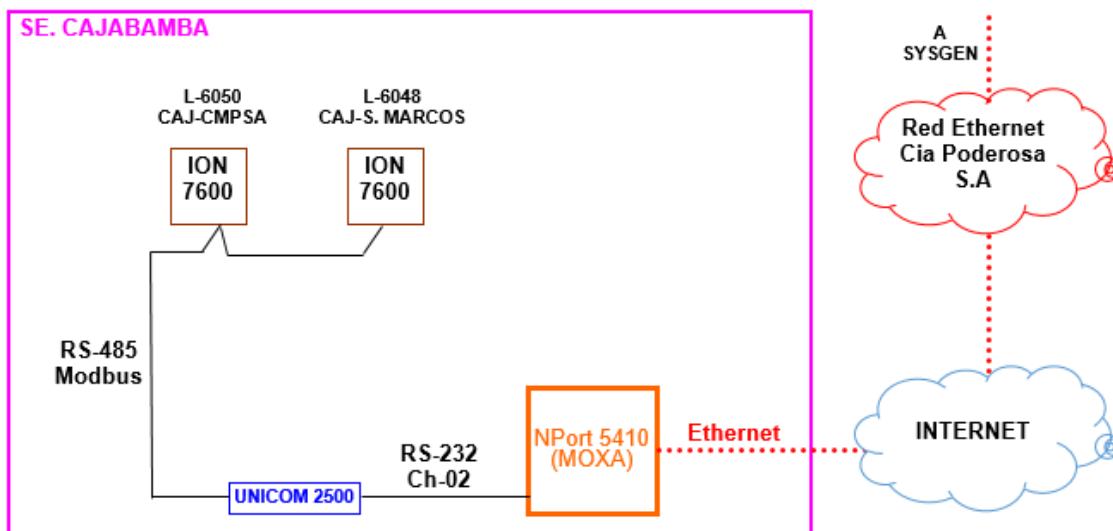


Figura 3.12: Diagrama de enlace a SCADA de medidores de energía

Fuente Elaboración Propia

- g. Configuración de las alarmas de todos los IED en la SYSLPC, se configuran las pantallas y los registros de medición para cada equipo del sistema. Se configura y prueba los mandos de apertura, cierre y posición de los interruptores.

3.3.11. Instalación SCADA – Lima (2007-07-27).

Se supervisó la instalación y configuración del terminal de monitoreo remoto de Lima. Este terminal tomaba los registros de los sistemas de control de Mina (SYSGEN – SYSLPC) y de la Subestación Cajabamba (SYSCAJ).

La comunicación de y hacia la mina se realizaba mediante un sistema dedicado de comunicación a través de parabólicas. El sistema de Cajabamba se realizó mediante el

sistema de Internet local. No se contempló en el proyecto la instalación de un enlace dedicado a este punto.

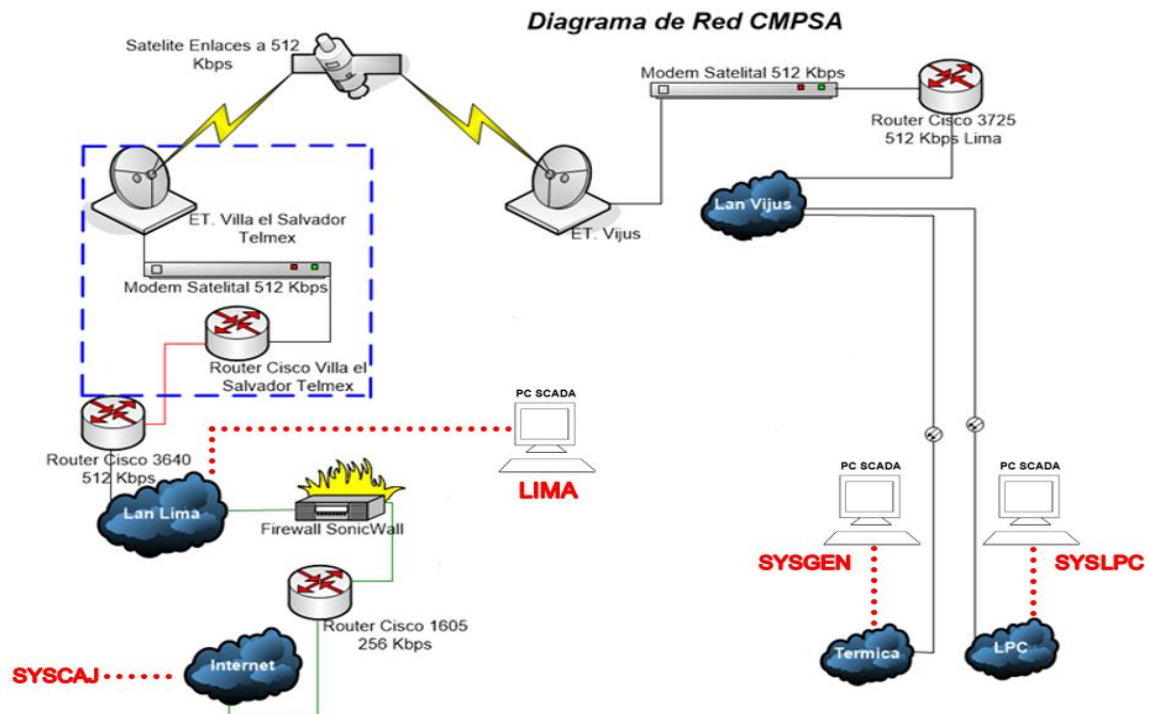


Figura 3.13: Arquitectura de telecomunicación y su relación con SCADA.

Fuente: Área TI - Poderosa (Modificación Propia)

Entre las actividades ejecutadas en esta implementación se desarrolló lo siguiente:

- Se instala el computador tipo Workstation HP Compaq XW6200 P4X con el software del MicroSCADA Pro SYS600.
- Se configuró el protocolo IEC-60870-5-104 para la comunicación entre las estaciones SYSGEN, SYSLPC y SYSCAJ.
- Se parametriza los relés de protección y medidores de energía de las estaciones para su monitoreo.

3.3.12. Comunicación Hidrandina – Poderosa (2007-08-25)

Una vez habilitado el sistema SCADA de la Cajabamba – Mina – Lima, se ve la necesidad que nuestro proveedor de suministro eléctrico, Hidrandina, pueda monitorear remotamente la Subestación Cajabamba.

Se encargó la supervisión de los trabajos desarrollados por el área de Tecnologías de la Información para la configuración de los equipos de comunicación para crear un túnel virtual a la red de la mina para comunicarse con la dirección IP del Servidor SCADA en la Subestación Cajabamba.

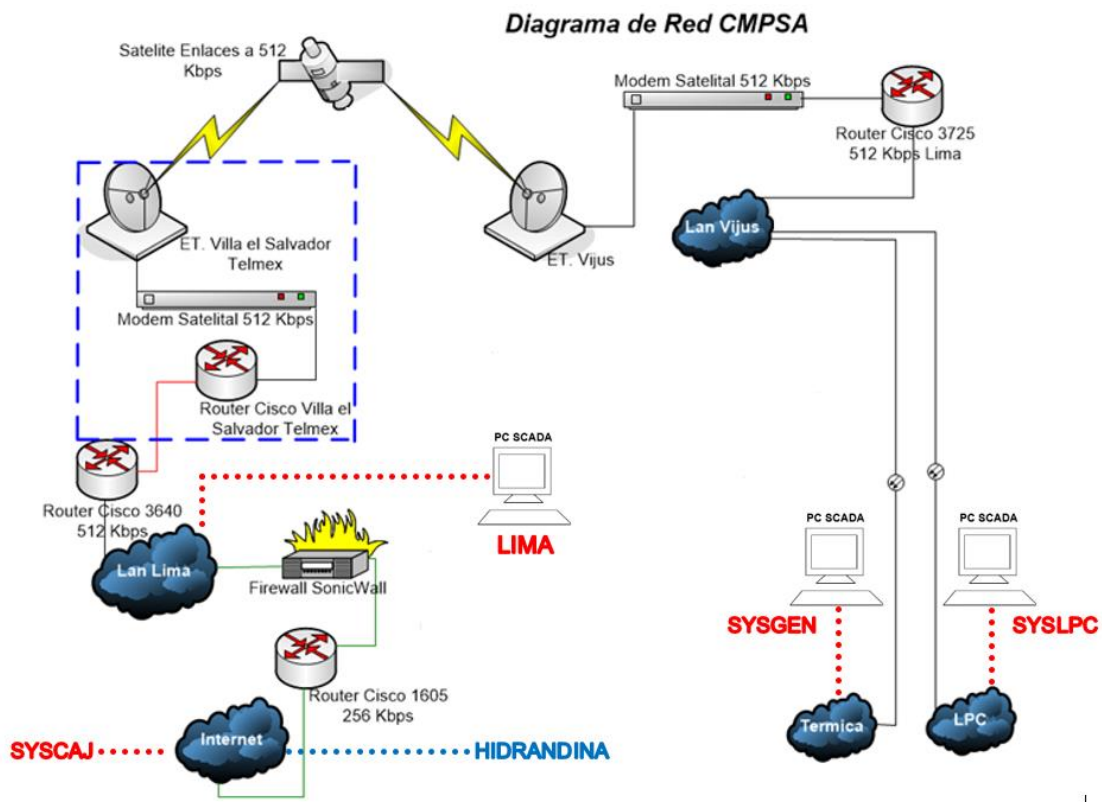
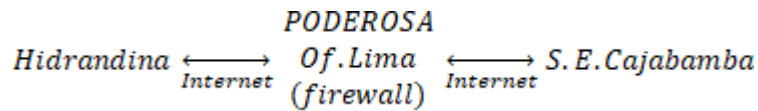


Figura 3.14: Arquitectura de telecomunicación incluyendo Hidrandina.

Fuente: Área TI – Poderosa (Modificación propia)

El enlace de comunicación quedó de la siguiente manera:



El enlace de Hidrandina a Lima obedece a los protocolos de seguridad de información que tiene Poderosa para salvaguardar la información de la compañía.

3.3.13. Problema en la comunicación con Cajabamba (2007-10-18)

Durante la etapa de prueba del sistema, se detectan problemas de comunicación e intermitencia de los datos entregados desde la SE. Cajabamba. Este problema ocasionaba que el monitoreo de los parámetros eléctricos para el SCADA de Poderosa y la información que era entregada a Hidrandina no sea confiable y en ocasiones el retraso para la obtención de los reportes para el cobro de costo de energía.

Se solicita un informe al área de TI de Poderosa para evaluar el problema. El resultado de este análisis concluye en que dada la ubicación remota de la sub estación, los servicios de internet domésticos para esa fecha, aún no prestaban la cantidad de ancho de banda necesario para la transmisión de datos al sistema.

Junto al proveedor del proyecto se evaluó la problemática para elegir las prestaciones que debe tener el nuevo equipo y que adecúe al escenario.

En la evaluación, se observó que el volumen de datos de los relés y medidores de energía que se transmitían al mismo tiempo a través del conversor Serial/Ethernet, no podían enviarse al SCADA debido a la restricción de ancho de banda. La solución planteada fue adquirir un equipo que pueda administrar la forma en la que se envía estos datos, que se integre al SCADA con facilidad, que permita ser ampliado y que independientemente del SCADA de la mina pueda enviar información a Hidrandina.

ABB nos presenta como solución el cambio del conversor Serial / Ethernet por un Remote Terminal Unit (RTU) modelo 560E.



Figura 3.15: RTU 560E de la marca ABB.

Fuente: <http://new.abb.com/substation-automation/products/remote-terminal-units>

El RTU 560E es un equipo adecuado para aplicaciones con pequeño volumen de datos. Debido a su diseño compacto, configuración flexible y su capacidad de administrar la información que ingresa a su sistema se convierte en la solución aprobada para corregir el problema.

La instalación de este equipo se programa junto con el levantamiento de observaciones del proyecto.

3.3.14. Levantamiento de observaciones del proyecto (2008-02-06).

Como parte del cierre del proyecto, se coordina con la contratista el levantamiento de observaciones del Sistema SCADA en las distintas locaciones.

El Punch List¹² aprobado por CMPSA y ABB para su levantamiento fueron las siguientes:

- ACT 01 – UNICOM: Verificar entrega de repuestos por parte de ABB.
- ACT 02 – GPS: Integrar el GPS instalado en Cajabamba para sincronizar el tiempo en los relés y medidores de la SE. Cajabamba.
- ACT 03 – ROT SSAA: Rotulado del tablero de Servicios Auxiliares instalado en la Central de Generación.
- ACT 04 – REV REM: Revisión de alarmas que emiten los relés 543 de la central de generación.
- ACT 05 – ROT SACO: Rotulación del anunciador de alarmas SACO 16D2 instalado en el Centro de Control de la Central de Generación.
- ACT 06 – 4 PEND: Observaciones al Sistema SCADA:
 - Configuración de reportes.
 - Instalar repetidores en REM 543 para apertura a través del SCADA de la Salida 1 (Vijus), Salida 2 (Zona Norte) y Salida 4 (Zona Sur).
 - Integrar las alamas del relé de protección diferencial TPU2000R.
 - Revisar la configuración para que cuando la SE. LPC cambie a estado remoto se pueda controlar desde el Centro de Control de la Central de Generación.
- ACT 07 – PEND INF EE: Envío de informe de trabajos realizados por el Ing. Edgar Echegaray en ingreso a mina el mes de noviembre del 2007.
- ACT 08 – ROT ION 7330 – PLANOS: Rotular los medidores ION 7330 y enviar todos los planos actualizados e impresos AS BUILD.

¹²Punch List: En proyectos, se refiere al listado de acciones pendientes o que tienen ser corregidas de acuerdo al alcance del proyecto.

A continuación, se detallan los trabajos realizados para levantar las dos primeras actas de observaciones (ACT01-GPS y ACT02-UNICOM) que se realizaron en la subestación Cajabamba. Junto a estos trabajos, se desarrolló la instalación del nuevo RTU 560E detallado en el punto 3.3.13.

El día miércoles 26/03/08 se inician los trabajos de instalación del RTU en la SE. Cajabamba.

Se retira el GPS ARBITER 1092B debido a que los relés de protección y los medidores de energía no podían sincronizarse con éste debido a que no contaba con un puerto Ethernet de comunicación. Se instala el GPS ARBITER 1093B con comunicación Ethernet. Este GPS se instala al switch de la red LAN de CMPSA.



Figura 3.16: GPS Marca Arbiter 1092B retirado del tablero SYSCAJ.

Fuente: Elaboración Propia

Se retira el equipo de comunicación Nport 5410 (RS-232 (x4) – LAN) debido a los problemas de retraso e intermitencia de la comunicación con el Sistema SCADA.



Figura 3.17: Nport 5410 (RS-232 (x4) – LAN) retirado del tablero SYSCAJ.

Fuente: Elaboración Propia

Luego del retiro de NPort 5410, se realiza el montaje y el cableado de alimentación eléctrico de y comunicación del RTU560E.

El RTU recibe tres señales de comunicación, ver figura 3.18; la primera comunica el RTU con la red LAN del tablero de comunicación; a través de este enlace se puede comunicar vía Ethernet y sincronizarse con el GPS. La segunda línea se comunica con el conversor UNICOM 2500 que recibe los datos de los medidores de energía. La tercera línea se comunica con el conversor de fibra a serial ZC-22 para obtener las señales de monitoreo de eventos y control de los relés de protección.

En el anexo 13 se presenta el proceso del cableado del RTU y el tablero SYSCAJ. Además, en el la figura 3.19, se muestra el equipamiento final instalado en la subestación Cajabamba.

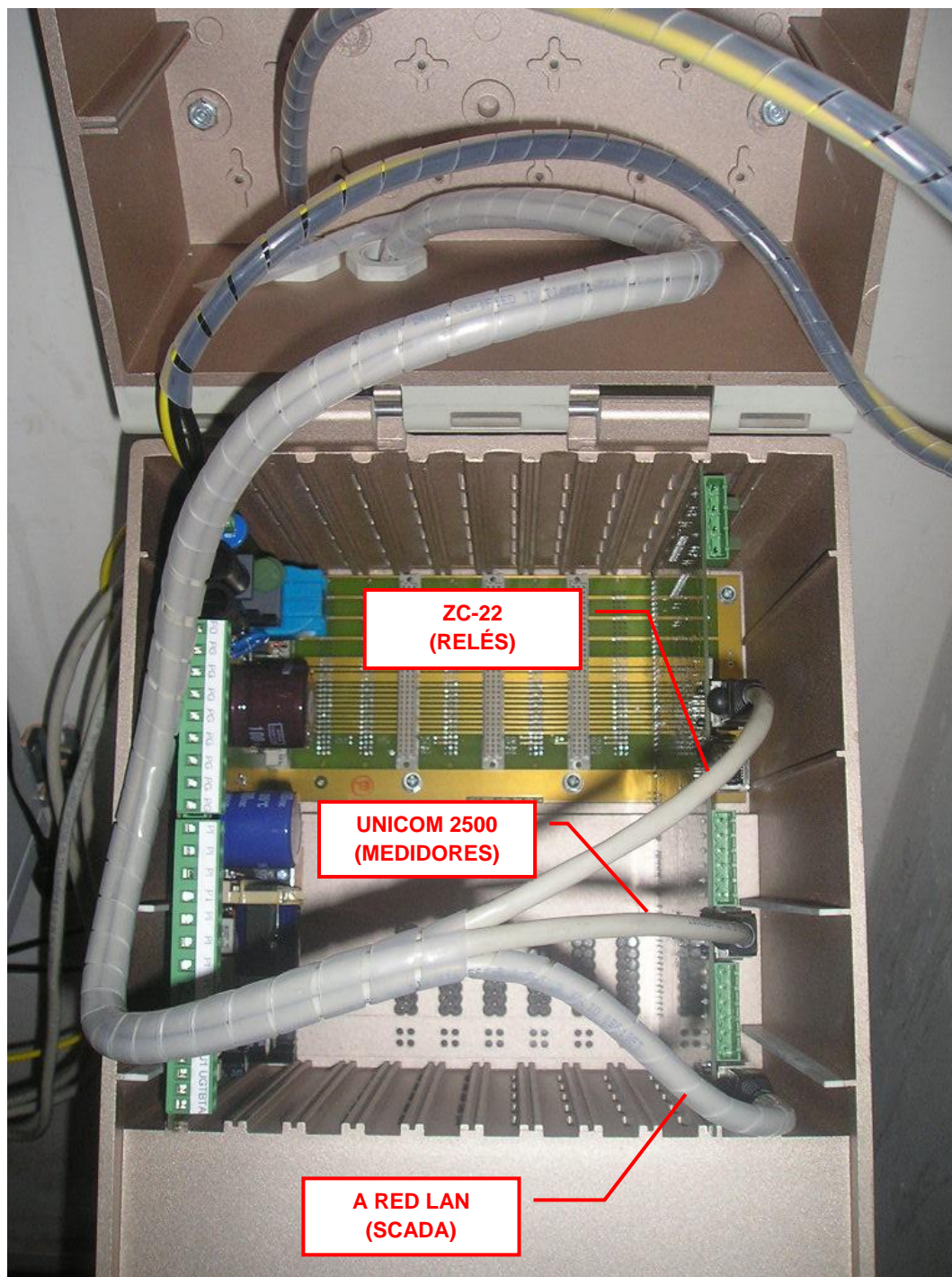


Figura 3.18: Vista interna del RTU 560E, se aprecian las 3 líneas de comunicación.

Fuente: Elaboración Propia

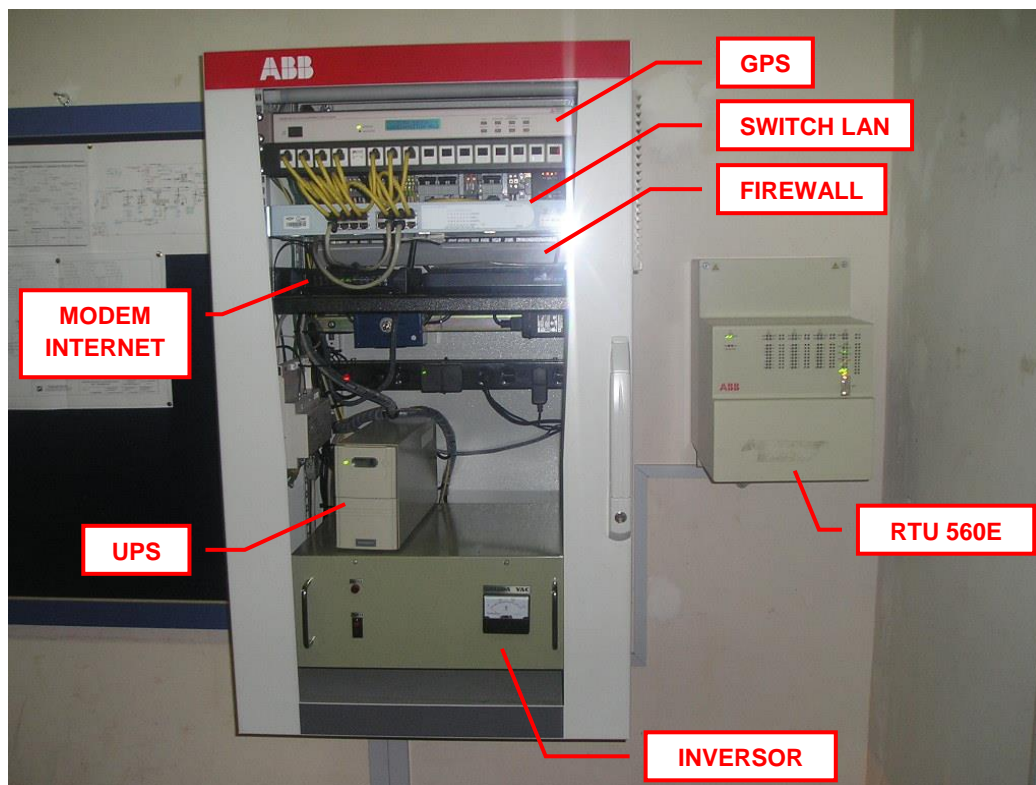


Figura 3.19: Equipamiento montado en estación SYSCAJ.

Fuente: Elaboración Propia

Se realizó la configuración de los medidores de energía para que sincronicen directamente con el GPS, ver figura 3.20. Se utiliza la dirección IP instalada al GPS y se configura a través de software de los medidores de energía para su lectura por Ethernet.

ABB configuró la sincronización del RTU con el GPS. Se tuvo que solicitar la actualización del firmware del RTU directamente a fábrica (Alemania) debido a una discrepancia entre la comunicación de CPU con su tarjeta de comunicación.

Se realizó una prueba de comunicación y de transferencia de datos entre las distintas estaciones del sistema SCADA. Se tuvo una transmisión estable de información sin retrasos durante el tiempo de prueba.

Se actualiza la arquitectura de la estación SYSCAJ con los cambios de equipamiento realizado. Ver figuras 3.22 y 3.23

Con la instalación del RTU, se resuelve el problema de envío de información con Lima.

En el anexo 14, se presenta el acta de entrega en el que la empresa ABB levanta las observaciones de ACT01-GPS y ACT02-UNICOM, ambos equipos instalados y operando correctamente en la estación SYSCAJ.

Las observaciones menores fueron corregidas por ABB y se corrigieron antes del cierre del proyecto.

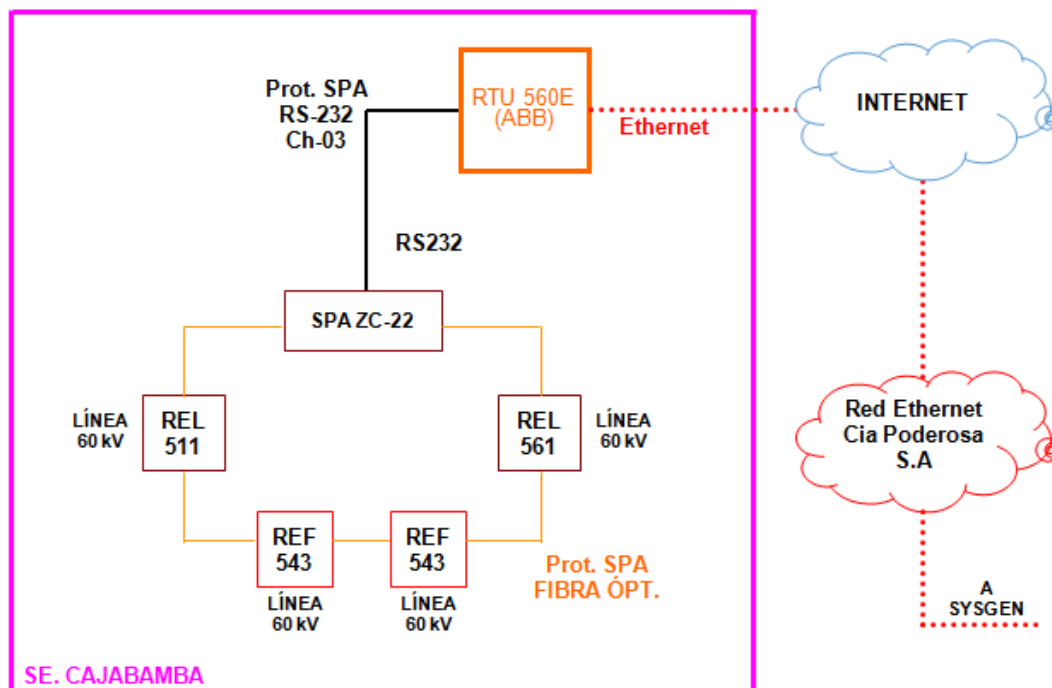


Figura 3.22: Arquitectura de Protección - SYSCAJ

Fuente: Elaboración Propia

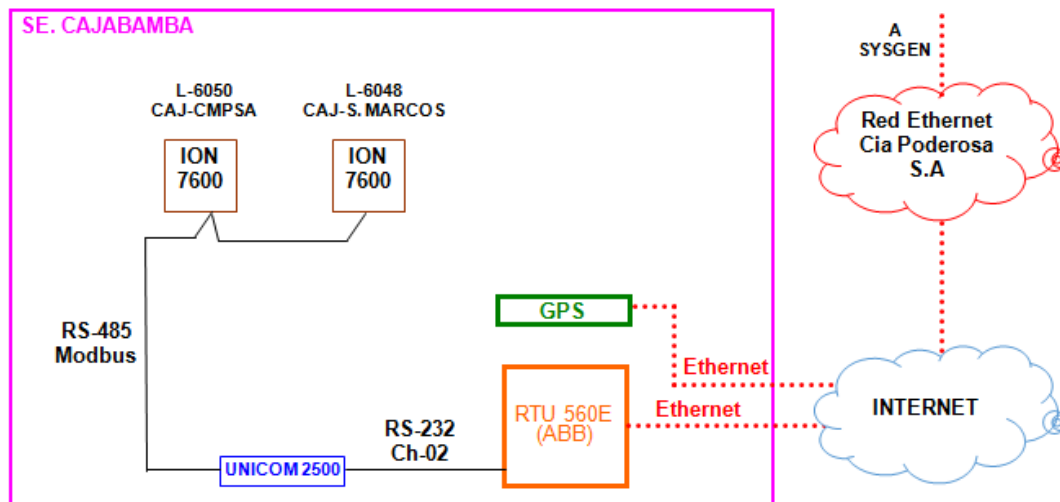


Figura 3.23: Arquitectura de medición - SYSCAJ

Fuente: Elaboración Propia

3.3.15. Backup de base SCADA (2008-03-14)

Se realizó la coordinación con el área de Sistemas para que diariamente se realice la grabación de un backup a la base de datos y carpetas de restauración del SCADA en los servidores de la compañía.

El área de TI genera una subrutina para que la información de los discos del sistema SCADA generen automáticamente su backup a las 00:00 y 12:00 horas (menor tráfico de datos de la red).

De esta manera se crea un respaldo del sistema SCADA y se asegura la información registrada y una respuesta rápida en mina ante una falla del hardware del sistema.

En el anexo 15, se presenta el correo en el que el autor informa a la Superintendencia de Energía y Mantenimiento esta implementación.

3.3.16. Cierre de proyecto (2008-04-04)

El acta de cumplimiento de contrato con ABB se firma el 01 de abril del 2008. A partir de ese momento, como encargado en campo, se apoya a la Gerencia del Proyecto a sincerar costos, dar conformidad para los pagos pendientes con la contratista y dar la conformidad del desarrollo del trabajo.

En el anexo 16, se presenta un correo del autor dirigido al Ing. Rafael Pacheco Cano, Gerente del Proyecto, donde se sincera costos de la contratista de acuerdo a los trabajos realizados en campo.

4. CONCLUSIONES

Respecto a la implementación del sistema SCADA:

- Incrementó el performance y la confiabilidad de la protección eléctrica.
- Brindó una capacidad avanzada de grabación de eventos y disturbios ayudando a un detallado análisis de fallas en el Sistema de Potencia. En el anexo 17 se presenta un informe de falla con información proporcionada por el Sistema SCADA.
- Mostró en tiempo real la automatización del sistema eléctrico en un Centro de Control centralizado.
- Conmutación a distancia y control de supervisión avanzado sobre el Sistema de Potencia.
- Incremento de la integridad y seguridad del Sistema de Potencia, incluyendo funciones avanzadas de enclavamiento.
- Funciones avanzadas de automatización, como por ejemplo la desconexión de carga de forma automática de acuerdo a los parámetros del sistema.

5. RECOMENDACIONES

Luego de la implementación del sistema de SCADA para automatizar el sistema de potencia en minera Poderosa, se realiza las siguientes recomendaciones:

- Ampliar el monitoreo de la energía y su implementación en el Sistema SCADA en la distribución de energía, poniendo énfasis en Mina y las Plantas de Producción. En el anexo 18 se presenta el proyecto derivado de esta recomendación.
- Automatizar la SE. LPC para que sea un área controlada y monitoreada desde la Central de Generación. Se ahorraría al optimizar las horas hombre del personal que se tenía perenne en esta sub estación. En el anexo 19 se presenta parte del proyecto derivado de esta recomendación.
- Instalar un monitoreo por cámaras para complementar la centralización que se necesitaba en LPC y en la central de generación. En el anexo 20 se presenta parte del proyecto derivado de esta recomendación.
- Automatizar el sistema de arranque de motores diésel de la central de generación térmica (CT. JASA). En el anexo 21 se presenta la propuesta derivada de esta recomendación.
- Implementar centros de control de motores (CCM) para las plantas de Procesamiento con el fin de medir y controlar las principales cargas. Éstos deben tener la posibilidad de ser monitoreados por el Sistema SCADA. En el anexo 22 se presenta parte del proyecto derivado de esta recomendación.
- Utilizar en los siguientes proyectos de tendidos de líneas eléctricas de media y alta tensión el cable OPGW para el cable de guarda de torres. En el anexo 23 se presenta la propuesta derivada de esta recomendación.

6. BIBLIOGRAFÍA

ABB. (2001). SPA-bus Communication Protocol V2.5. Suiza.

ABB. (2003). Transformer Handbook. Suiza.

ABB. (2004). MicroSCADA Pro LIB 510 *4.2 - Operation Manual. Suiza.

ABB. (2008). Communication set-up for RED 670, Differential protection and 670 series binary transfer in telecommunication networks. Suiza.

ABB. (2016). Micro SCADA Pro - IEC 60870-5-104 Master Protocol - Configuration Manual. Suiza.

OSINERMIN. (2017). La Industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento del país. Lima.

POWER MEASUREMENT. (2004). ION 7500 / ION 7600 / ION 8000 Series - Modbus Register Map. Canadá.

POWER MEASUREMENT. (2006). Modbus and ION technology. Canadá.

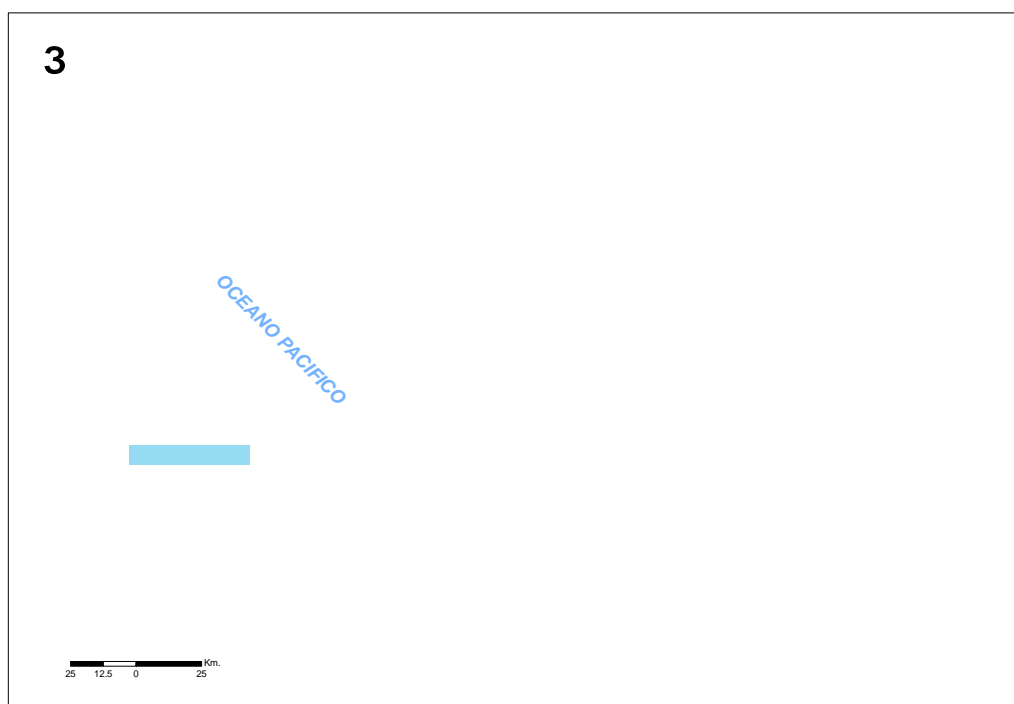
Strauss, C. (2003). Practical Electrical Network Automation and Communication System. USA: Elsevier.

TECSUP. (2006). Introducción al Sistema SCADA. Lima, Lima, Perú: TECSUP.

United State Department of Agriculture. (2001). Design Guide for Rural Substations. USA.

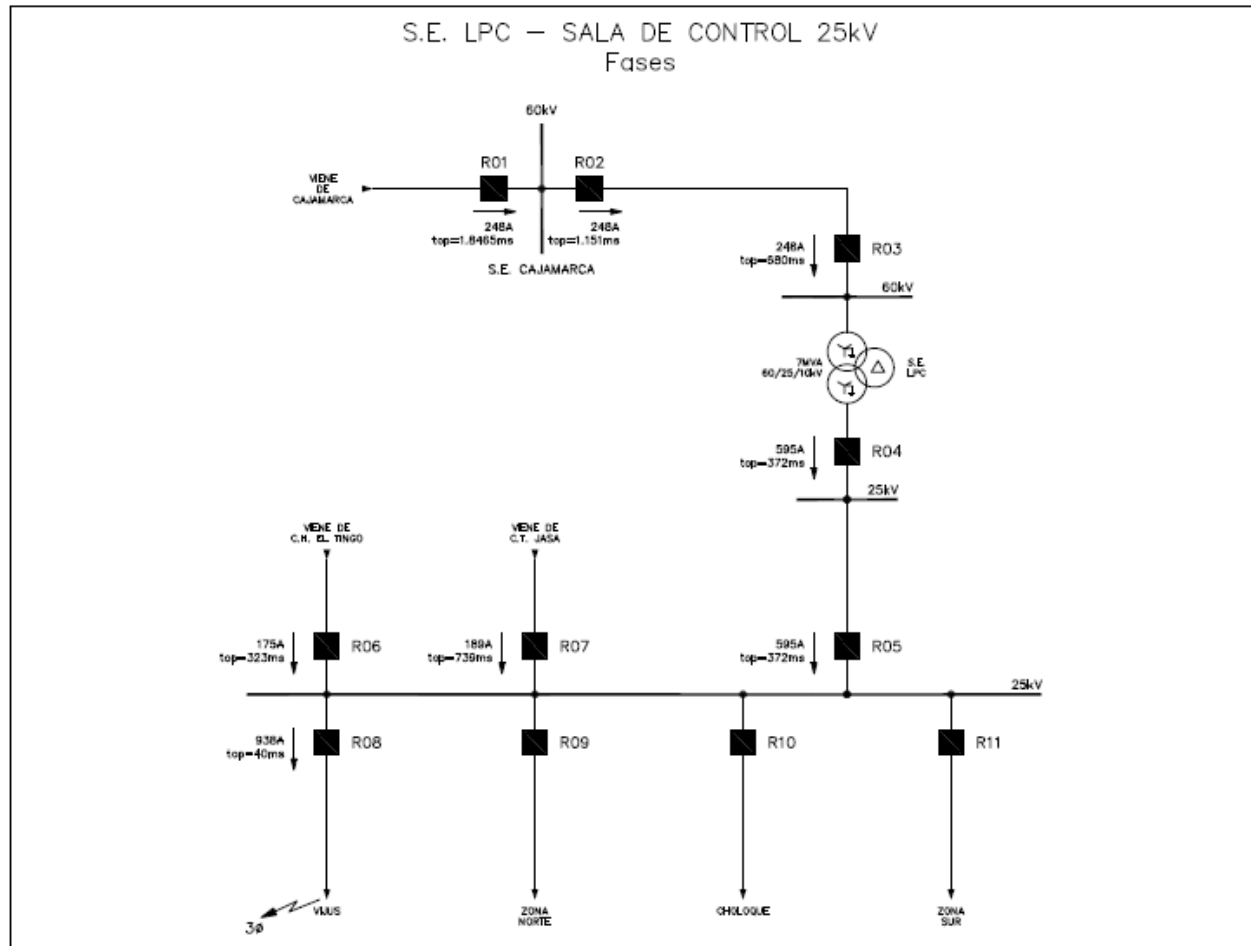
7. ANEXOS

ANEXO 01: UBICACIÓN DE MINERA PODEROSA

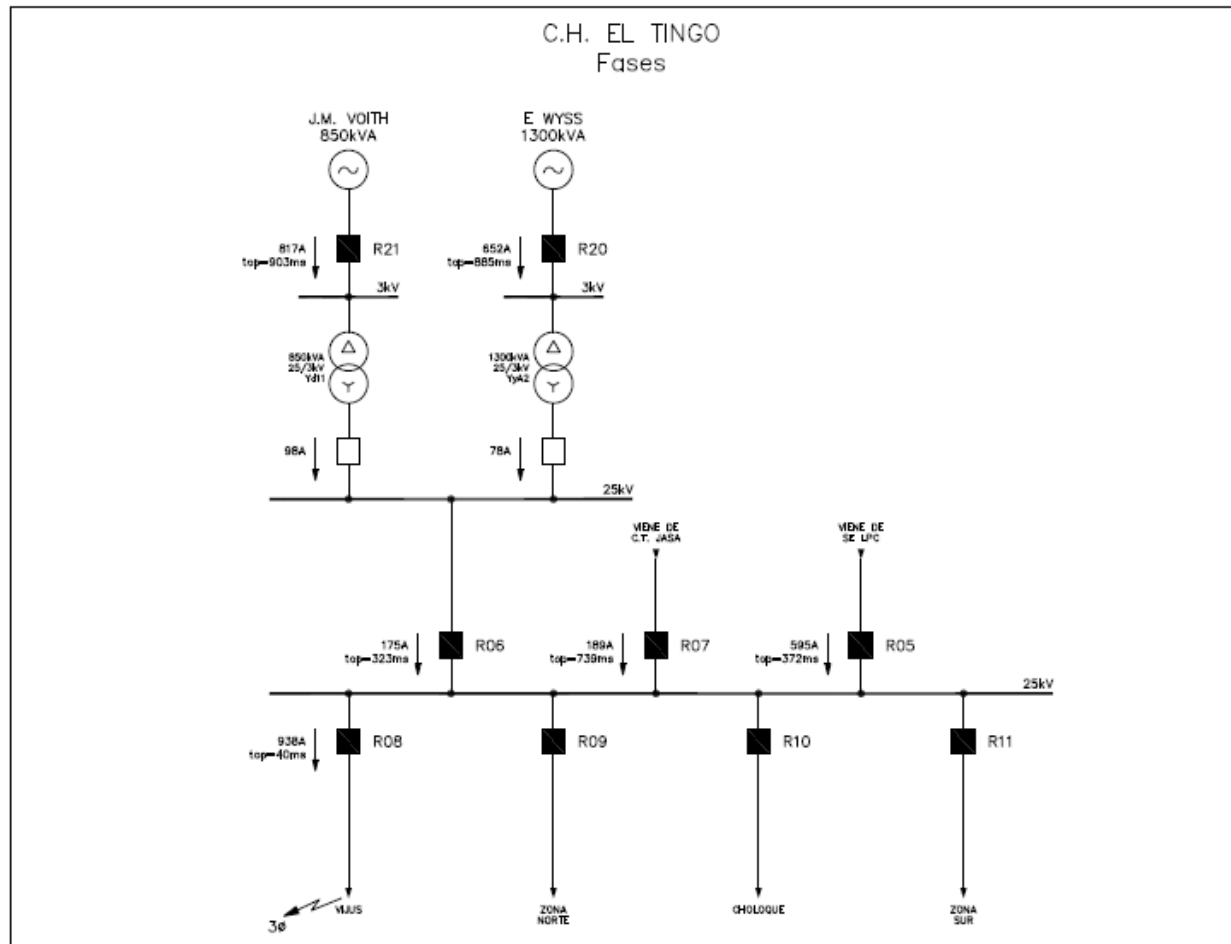


ANEXO 02: DIAGRAMAS UNIFILARES Y DE CARGA DEL SISTEMA DE POTENCIA

- Enlace SEIN 60 KV. – Mina 25 KV.



- Enlace Central hidráulica / Térmica – Barra 25 KV Mina



[illegible]

ANEXO 03: GRUPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA A DIESEL 2.

Fuente	Potencia Efectiva (kW)	Fuente	Potencia Efectiva (kW)
CAT 3516	950	E. Wyss	950
EMD	950	Voith	680
CAT-3	400	-	-
CAT-2	400	-	-
White Superior	400	-	-
Total térmica	3000	Total hidroeléctrica	1630

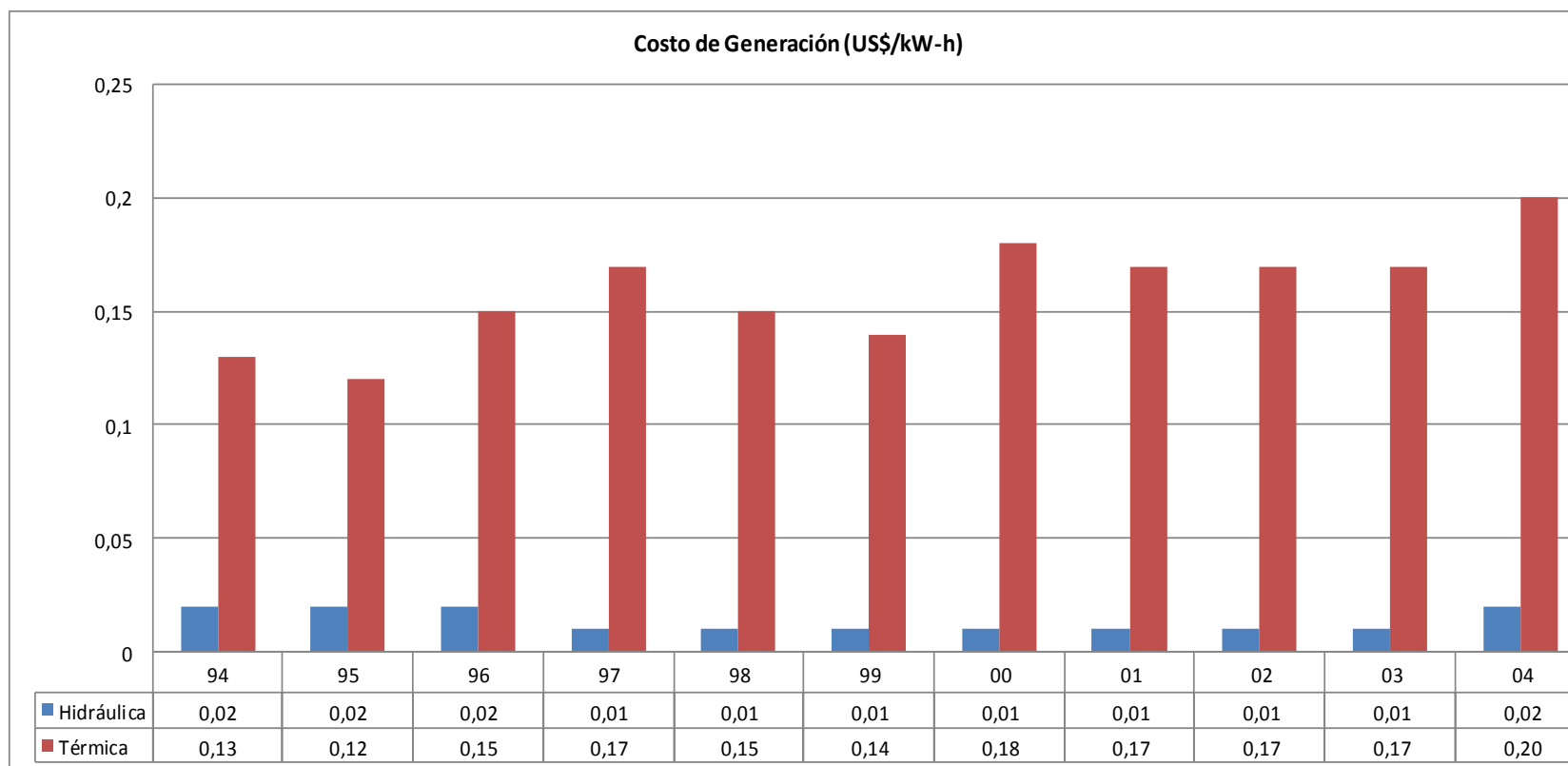
- Grupos térmicos (Fuente: Elaboración propia)



- Grupos hidráulicos (Fuente: Elaboración propia)



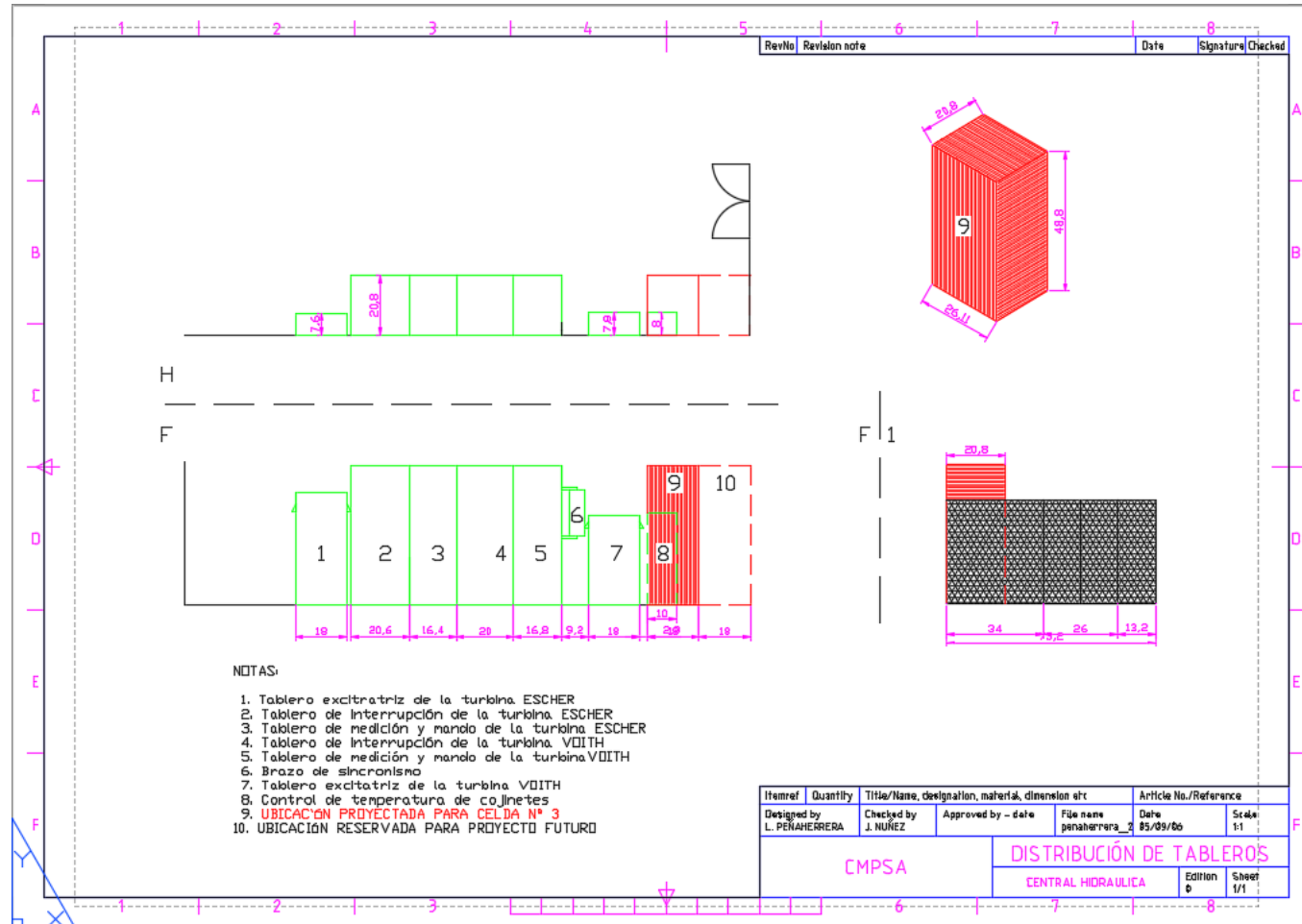
ANEXO 04: COSTO DE ENERGÍA (US\$/KW-H) ENTRE LOS AÑOS 1994 – 2004.



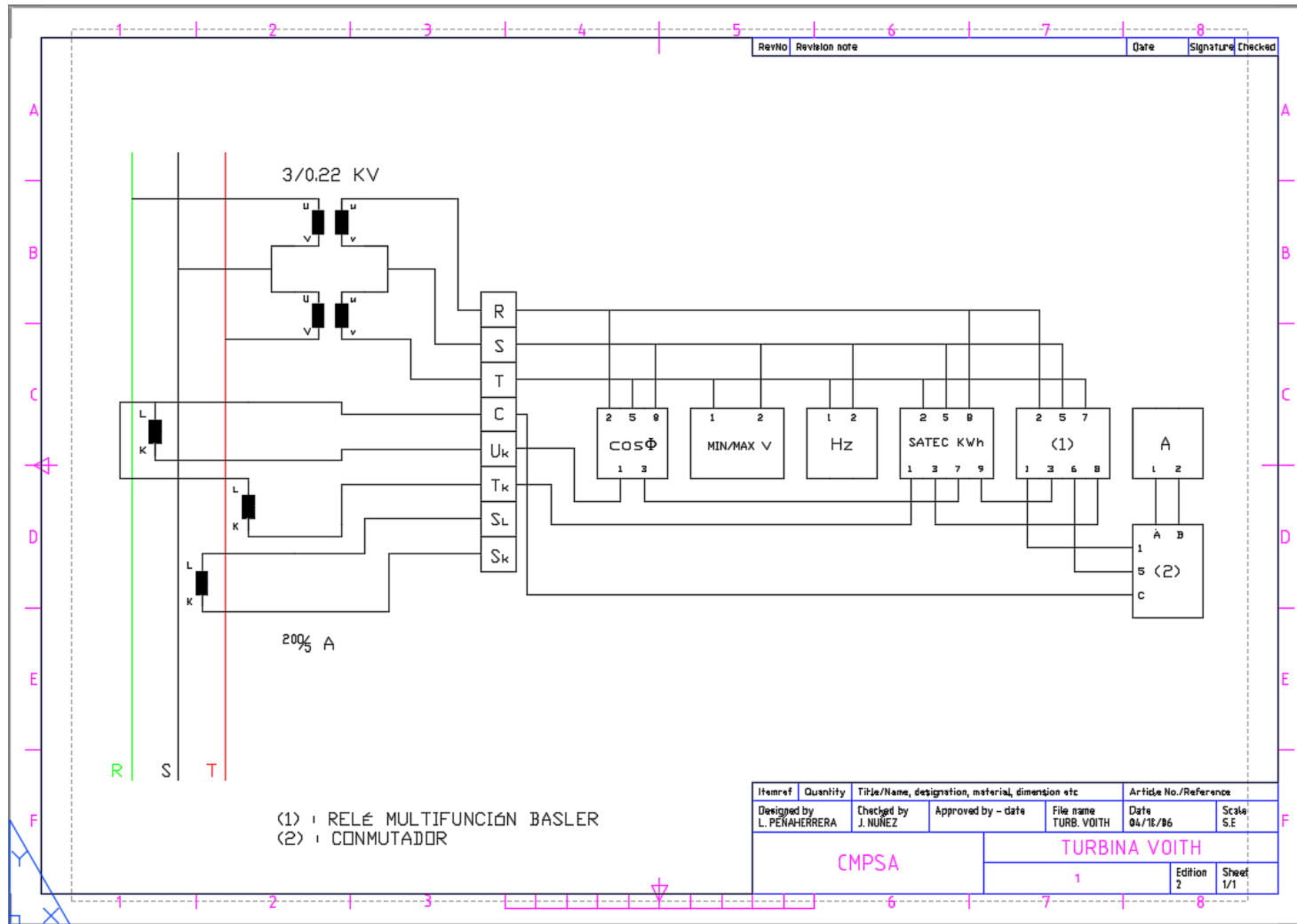
Fuente: Informe Anual 2004 – Minera Poderosa

ANEXO 05: PLANOS DESARROLLADOS EN EL PROYECTO

- Ubicación de tablero de relés de protección de la Central Hidráulica

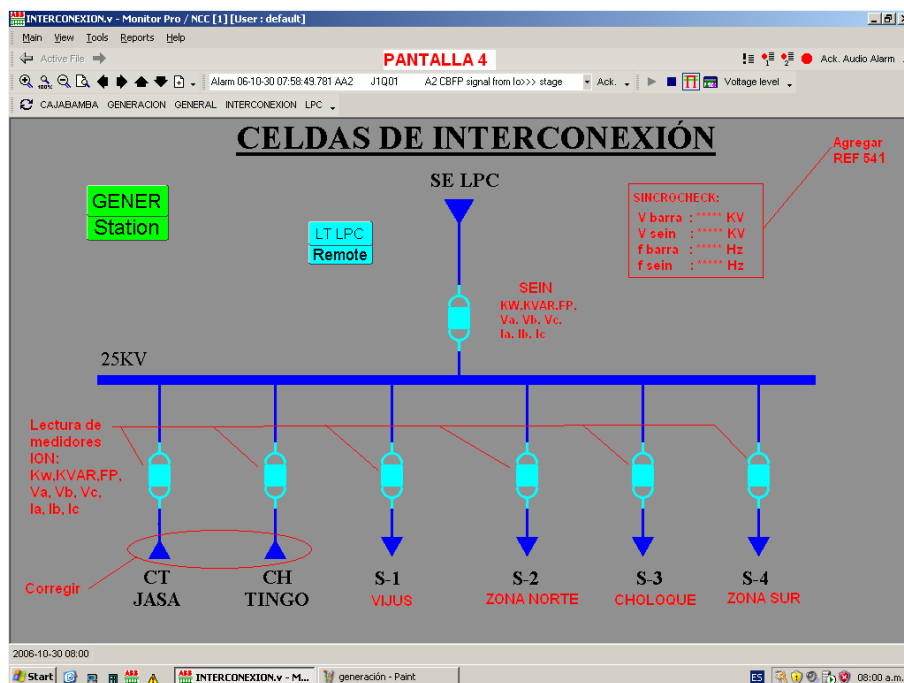


- Diagrama de protección eléctrica – Turbina Voith (680 kW)

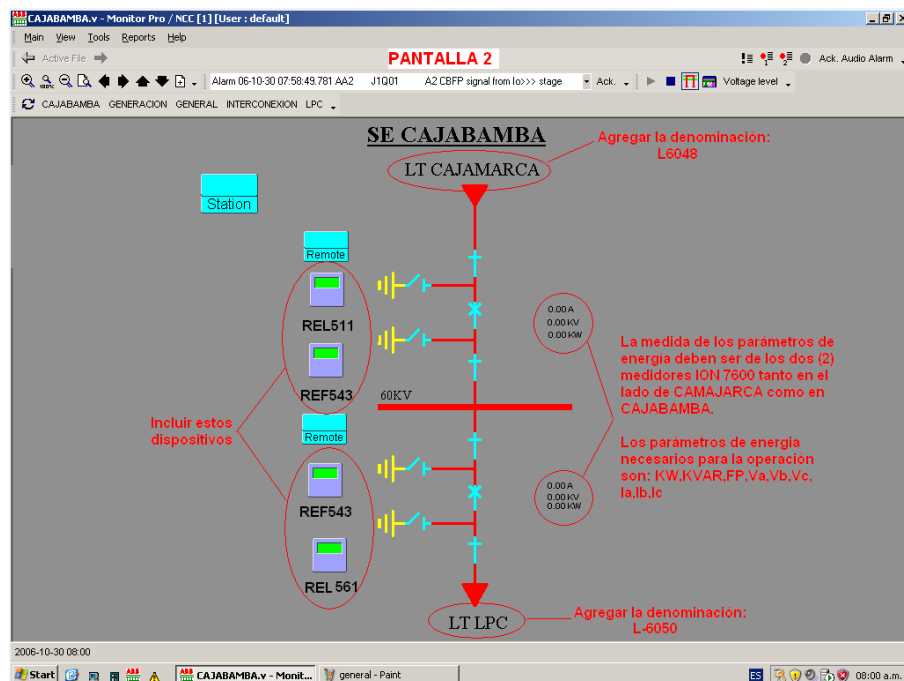


ANEXO 06: PANTALLAS SCADA REVISADAS PARA SU CORRECCIÓN

- Revisión de pantalla – Celdas de Interconexión 25 kV.



- Revisión de pantalla – Sub estación Cajabamba 60 kV.



ANEXO 07: SOLICITUD DE RENOVACIÓN DE PRÁCTICAS PROFESIONALES

RV: INSTRUMENTACION Y CONTROL DE PROCESOS - Mensaje (HTML)

Archivo Mensaje

Correo no deseado Eliminar Eliminar

Responder Responder a todos Responder

Reunión Más

Mover a: ? Al jefe Listo Crear nuevo

Correo electróni... Responder y eli...

Pasos rápidos

Mover Acciones

OneNote

Marcar como no leído

Categorizar Etiquetas

Seguimiento

Traducir

Buscar Relacionadas Seleccionar Edición

Zoom

Seguimiento. Completada el martes, 12 de agosto de 2014.

Categoría roja

De: Velasquez A., Manuel Enviado el: martes 21/11/2006 08:51 a.m.

Para: Peñaherrera C. Luis

CC:

Asunto: RV: INSTRUMENTACION Y CONTROL DE PROCESOS

De: Velasquez A., Manuel
Enviado el: Martes, 21 de Noviembre de 2006 08:50 a.m.
Para: Nuñez M. Jose
CC: Seijas P. Luis; Galvez G. Jorge; Schrader B. Norberto; Eche V. Felix; Leyva L. Miguel; Prado Q. Rolando; Chevarria R. Roberto R.
Asunto: RV: INSTRUMENTACION Y CONTROL DE PROCESOS

Ing. José Nuñez :

Conforme. Coordinar con RRHH para ampliar en 03 meses las prácticas / entrenamiento del Ing. Luis Peñaherrera C.

Atte. :

M. Velásquez

De: Nuñez M. Jose
Enviado el: Domingo, 19 de Noviembre de 2006 07:41 p.m.
Para: Velasquez A., Manuel; Galvez G. Jorge; Planeamiento de Mantenimiento
Asunto: INSTRUMENTACION Y CONTROL DE PROCESOS

Ing. M. Velasquez

El Ing. Luis Peñaherrera Castillo, está culminando sus prácticas este Lunes 20 de Noviembre, y estaría saliendo el Martes 21, como le comenté el desarrollo de sus prácticas ha sido satisfactorio, y su participación, en los procesos de Generación, Transmisión de Energía (Sistema de Protección de la Sala de Celdas), así como la reprogramación del PLC VISIO 120 fué realizado con éxito, sin la participación de la empresa EPLI (proveedores del sistema), sugiero que se amplie sus prácticas a modo de entrenamiento, y de esta manera configurar el área que preliminarmente estamos denominando como "INSTRUMENTACION Y CONTROL DE PROCESOS", la cuál es muy necesaria, para el mantenimiento y desarrollo de los nuevos sistemas de control que estamos implementando, tanto en Generación y Transmisión de Energía como en la Planta de Tratamiento.

Atte.
J.N.M

ANEXO 08: SEGUIMIENTO A ÓRDENES DE COMPRA DEL PROYECTO

RE: URGENTE SEGUIMIENTO OTs y RQs - SISTEMA SCADA - Mensaje (HTML)

Archivo Mensaje

Correo no deseado Eliminar Responder Responder a todos Reenviar Más

Mover a: ? Al jefe Listo Responder y eli... Crear nuevo Pasos rápidos

Mover Acciones Mover

Marcar como no leído Categorizar Seguimiento Etiquetas

Traducir Buscar Relacionadas Seleccionar Edición Zoom

Enviado el: jueves 15/03/2007 06:26 p.m.

De: Nuñez M. Jose
Para: Velasquez A., Manuel
CC: **Planeamiento de Mantenimiento**; Pacheco L. Rafael; Chuquillanqui S. Jesús; Peñaherrera C. Luis; Galvez G. Jorge; 'jaguila@ingelmec.net'; 'INGELMEC S.A.'; 'pepe.pari@pe.abb.com'
Asunto: RE: URGENTE SEGUIMIENTO OTs y RQs - SISTEMA SCADA

Mensaje 800908.doc Poderosa Accesorios S8.pdf (141 KB)

De: Peñaherrera C. Luis
Enviado el: Miércoles, 14 de Marzo de 2007 11:18 a.m.
Para: Pacheco L. Rafael; Nuñez M. Jose
CC: Chuquillanqui S. Jesús
Asunto: RE: SEGUIMIENTO OTs y RQs - SISTEMA SCADA
Importancia: Alta

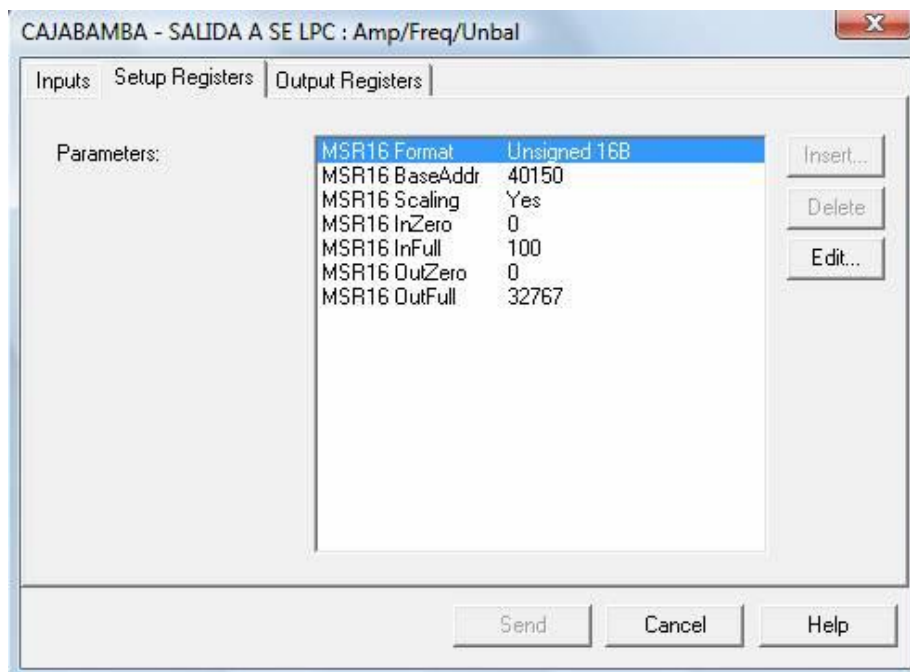
Estimados Ingenieros:

Respecto al **MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSION**, no hay ninguna OT generada, esta OT será generada cuando se sustente y apruebe la RQ 345. Esta coordinación la realizó el Ing. Jorge Galvez. G.

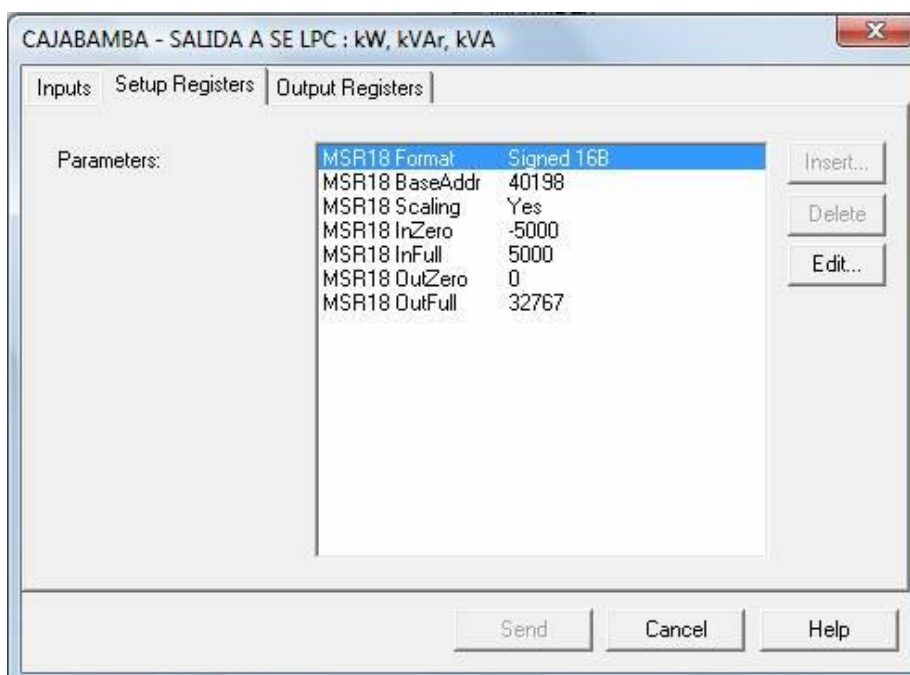
N°	DESCRIPCION	MONTO USD	ESTADO
12007001642	IMPLANTACION PARA MONITOREO DE CONTROL	10,450.00	Aprobada por Gerencia de Operaciones
12007001643	SUMINISTRO E INSTALACION DE EQUIPOS COMPLEMENTARIOS	43,200.00	Aprobada por Gerencia de Operaciones
12007000274	CAMBIO DE EQUIPOS DE MEDICION, MODIFICACION DE TABLEROS	10,800.00	Aprobada, Concluida y Entregada
12007000242	ACCESORIOS PARA INTERRUPTOR ABB S8	2,880.00	Aprobada por Gerencia de Operaciones
12007000345	SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSION	24,210.00	Falta aprobar por Gerencia de Operaciones
XXXXXXXXXX	MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSION	12,950.00	Falta aprobar por ?????
TOTAL (USD)		104,490.00	
TOTAL POR APROBAR (USD)		37,160.00	

ANEXO 09: PARAMETRIZACIÓN O ESCALAMIENTO DE SEÑALES EN SCADA

- Señales de corriente / frecuencia / desbalance - SE. LPC.

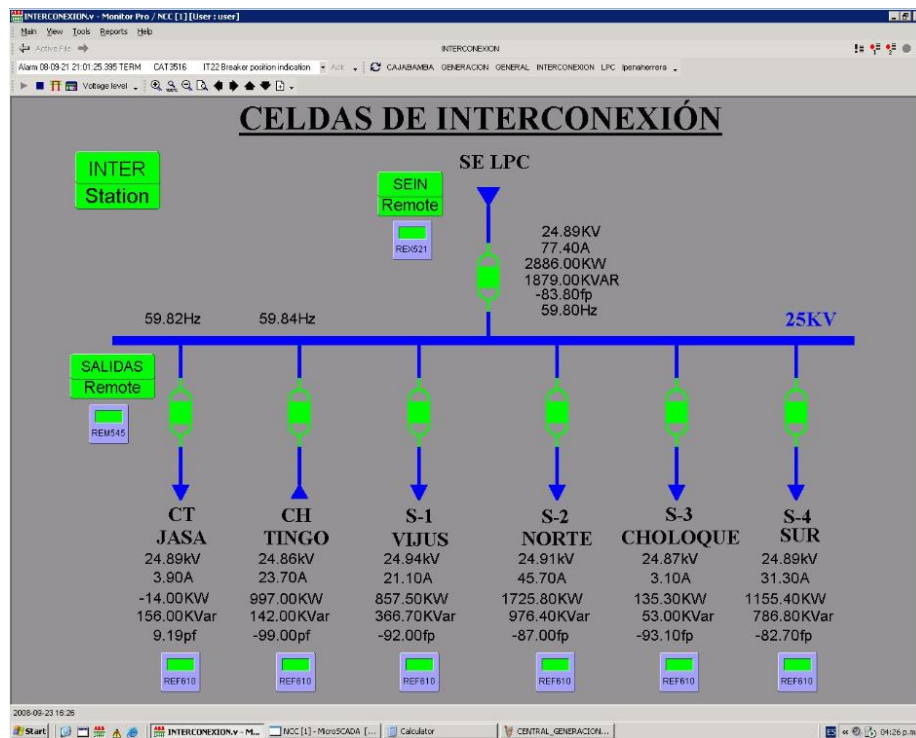


- Señales de potencia activa / reactiva / aparente - SE. Cajabamba.

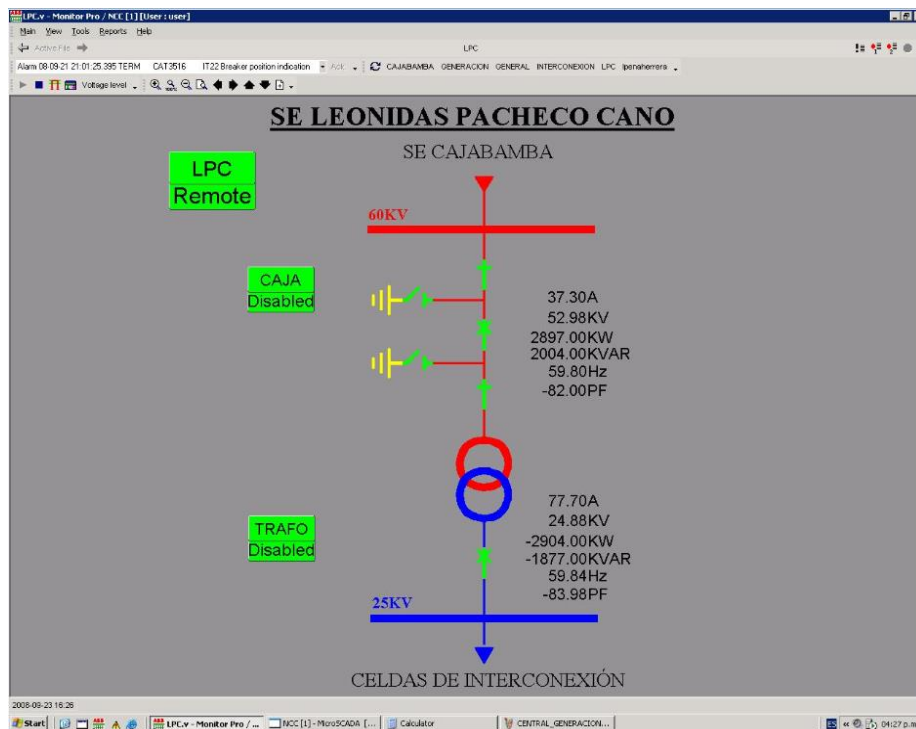


ANEXO 10: PANTALLAS FINALES DE SISTEMA SCADA

- Sala de Interconexión de 25 kV.

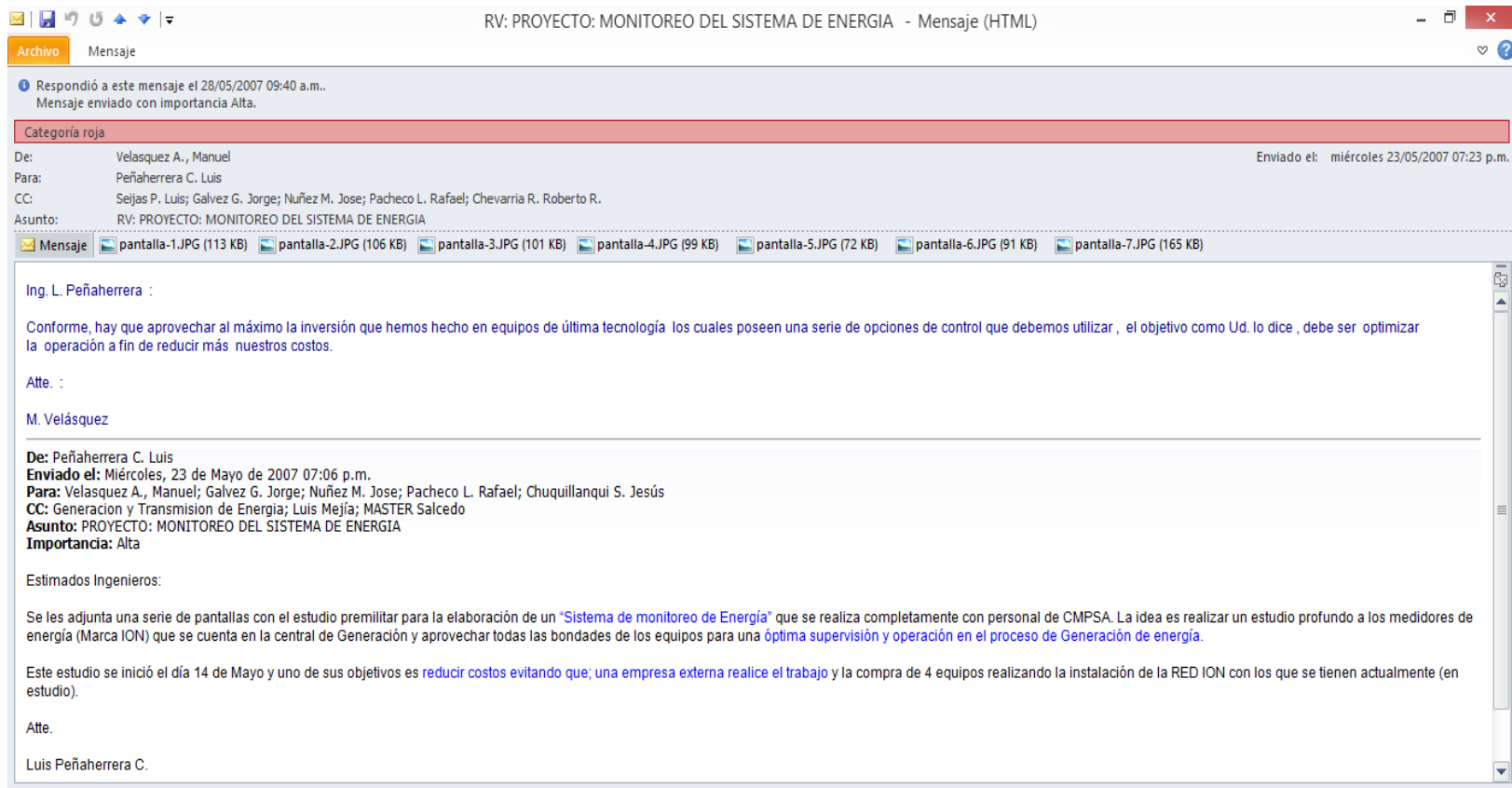


- Sub estación Leonidas Pacheco Cano (LPC) – 60/25 kV



ANEXO 11: PRESENTACIÓN DE PROYECTO A SUPERINTENDENCIA

- Reporte a Superintendencia de Mantenimiento del inicio del proyecto



- Reporte a Superintendencia de Mantenimiento de los avances del proyecto

RE: PROYECTO MONITOREO DEL SISTEMA DE ENERGIA - AVANCES - Mensaje (HTML)

Archivo Mensaje

Categoría roja

De: Velasquez A., Manuel
 Para: Peñaherrera C. Luis; Galvez G. Jorge; Nuñez M. Jose; Pacheco L. Rafael; Chuquillanqui S. Jesús
 CC: Generacion y Transmision de Energia; Reyes R. Francisco
 Asunto: RE: PROYECTO MONITOREO DEL SISTEMA DE ENERGIA - AVANCES

Enviado el: lunes 28/05/2007 07:46 p.m.

Ing. Luis Peñaherrera :

Muy bien .

Atte. :

M. V.

De: Peñaherrera C. Luis
Enviado el: Lunes, 28 de Mayo de 2007 10:08 a.m.
Para: Velasquez A., Manuel; Galvez G. Jorge; Nuñez M. Jose; Pacheco L. Rafael; Chuquillanqui S. Jesús
CC: Generacion y Transmision de Energia; Reyes R. Francisco
Asunto: PROYECTO MONITOREO DEL SISTEMA DE ENERGIA - AVANCES

Estimados Ingenieros:

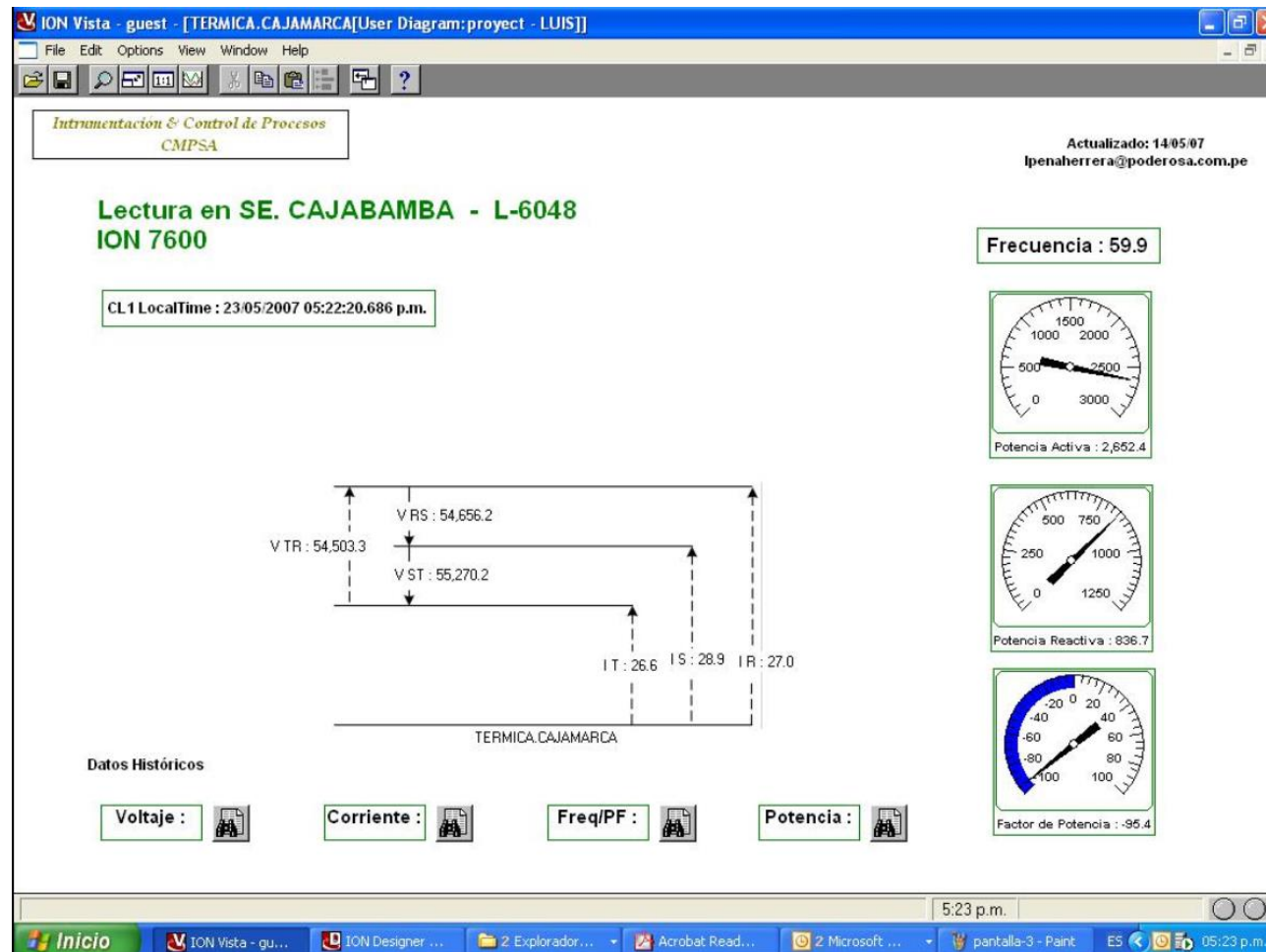
- Programación remota de dispositivos: se configuró el sistema para programar a distancia los dispositivos ION desde la Central térmica. El día 27/05/07 se realizó exitosamente la configuración del ION7600 de la SE. LPC desde la Central térmica. Esta avance nos permite de igual manera realizar la configuración de los 2 medidores ubicados en la SE. Cajabamba. El software necesario para esta configuración (ION Setup) fue descargado de la página principal de ION sin costo alguno.
- Topología de la red ION: Se realizó un diseño alternativo preliminar que evitaría la compra de los 4 equipos ION7330 para reemplazar los equipos ION7600 existentes.

Atte.

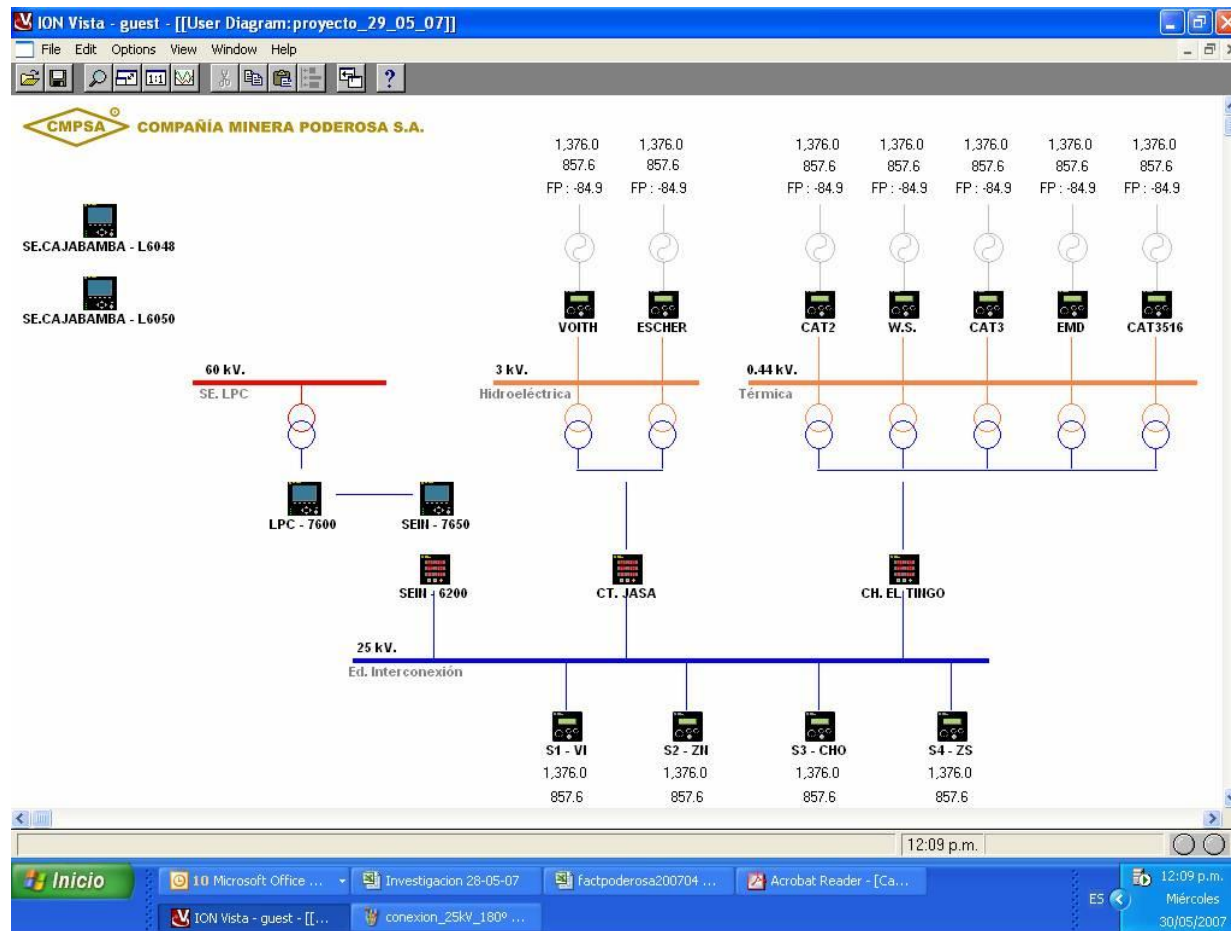
Luis Peñaherrera C.

De: Velasquez A., Manuel
Enviado el: Miércoles, 23 de Mayo de 2007 07:23 p.m.
Para: Peñaherrera C. Luis
CC: Seijas P. Luis; Galvez G. Jorge; Nuñez M. Jose; Pacheco L. Rafael; Chevarria R. Roberto R

- Desarrollo de pantalla – SE. Cajabamba



- Desarrollo de pantalla – Sistema de Medición General



ANEXO 12: REPORTE DE OBSERVACIONES AL SISTEMA SCADA

RV: Observaciones al Sistema SCADA - Mensaje (HTML)

Archivo Mensaje

Seguimiento. Comienza el martes, 12 de agosto de 2014. Vence el martes, 12 de agosto de 2014.
Mensaje enviado con importancia Alta.

Categoría roja

De: Nuñez M. Jose
Para: Peñaherrera C. Luis
CC: Galvez G. Jorge; Velasquez A., Manuel
Asunto: RV: Observaciones al Sistema SCADA

Enviado el: martes 14/08/2007 12:19 a.m.

De: Peñaherrera C. Luis
Enviado el: Lunes, 25 de Junio de 2007 09:44 p.m.
Para: Nuñez M. Jose
CC: Galvez G. Jorge
Asunto: Observaciones al Sistema SCADA
Importancia: Alta

Estimado Ing. Núñez:

Luego de la visita del Ing. Pepe Pari a se realizan las siguientes observaciones:

- Los REF 610 de la sala de interconexión no pueden descargar oscilo grafías y ni se puede acceder a la configuración de los equipos porque no tienen habilitado el protocolo SPA necesario para estas operaciones. ABB habilitará paulatinamente este protocolo en los equipos enviándolos a fábrica para su actualización. Se recomienda tener un repuesto para los relés REF610 ya que protegen las 4 salidas (Vijus, Zona Norte, Choloque y Zona Sur) y las 2 entradas de generación (CT. JASA y CH el Tingo). Ante una eventual problema en cualquiera de los equipo sólo tenemos que descargar un código de programación y reemplazarlo en cualquiera de las salidas o entradas ya mencionadas. Esto evitaría perder la protección a los equipos de la zona afectada y evitar la pérdida de información que actualmente se tiene.
- Se han detectado errores de lectura de parámetros eléctricos unos por falta de mapeo del protocolo en los medidores (que han sido solucionados por personal de CMPSA) y otros que son netamente de programación del sistema SCADA. Se recomienda que ABB realice desde Lima estos cambios una vez que hayamos terminado de corregir los problemas en la SE. LPC (medidor ION 6200, del lado de 25 kV.)
- Se tiene que actualizar en pantalla símbolos de representación de interruptores y seccionadores (CH.Tingo), representación de energización de barras por colores falta o no es la correcta en algunos niveles de voltaje. También hay que corregir el en el IT4 que el SCADA muestra al interruptor como controlable, cuando sólo es de monitoreo.
- Se tiene que realizar una inspección minuciosa en el sistema de comunicación de los equipos, el sistema SCADA presenta continuamente alarmas por falta de comunicación entre los equipos. En una inspección realizada en la SE. LPC se detectó un cable de fibra óptica que hacía falso contacto. Se ha coordinado con el Ing. Pepe Pari para el cambio de este cable. Uno de los puntos críticos en este punto es la comunicación en los equipos denominados 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36 (relés de protección REF 610) con el computador de la central térmica.
- Se recomienda que ABB realice una prueba desde Lima para observar la funcionalidad del sistema y que se levanten algunas pruebas que no se pudieron realizar por falta de mantenimiento y/o acceso de algunos interruptores.

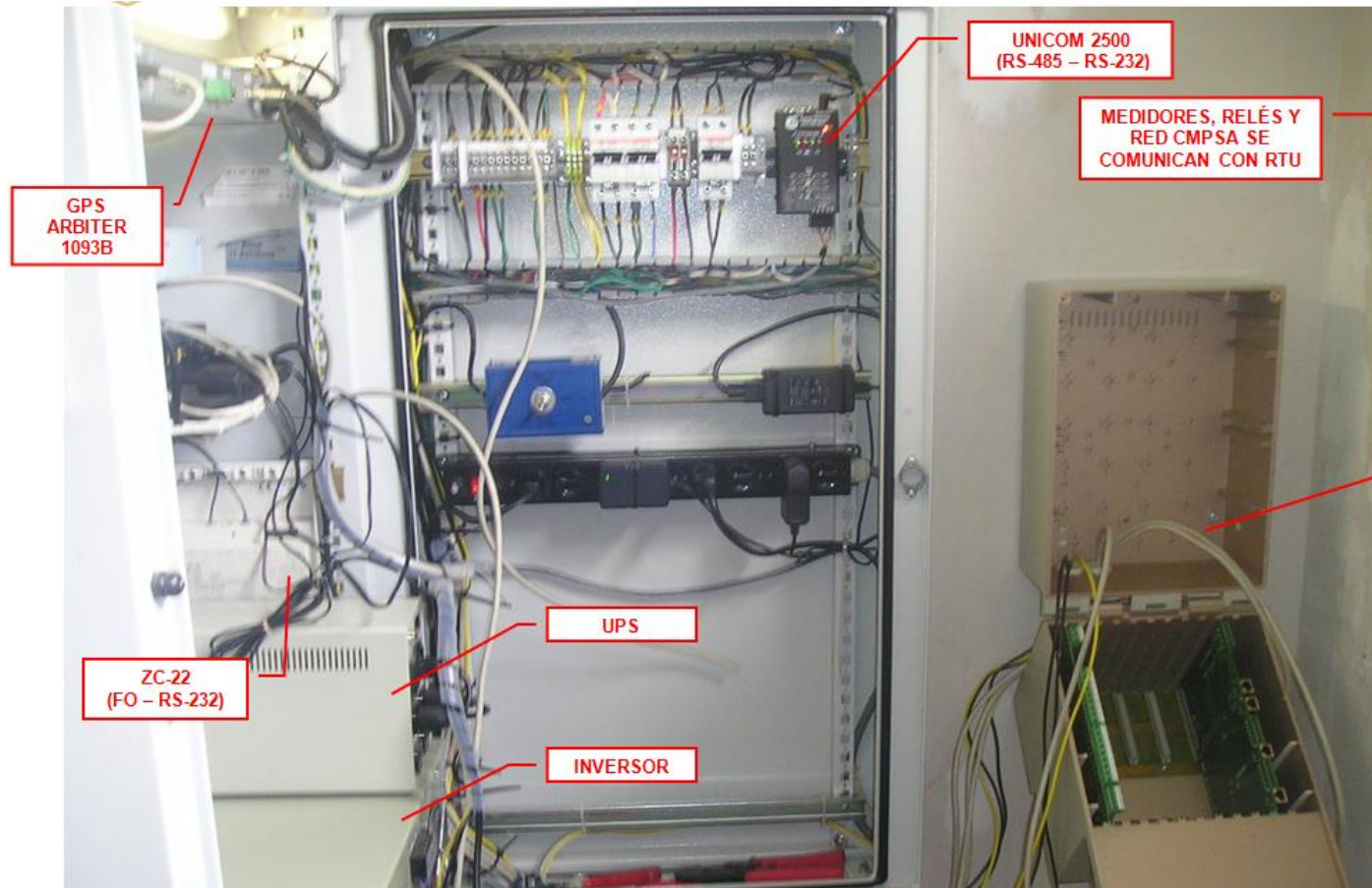
Es necesaria que las observaciones que se presenten a ABB sean acompañadas de detalles más técnicos desde el punto de ingeniería y que el operador, como usuario final de este sistema se familiarice con el sistema y al conocerlo pueda exigirle las prestaciones que se adecuen mas a la operación que realizan.

Considerando la instalación de los dispositivos de comunicación en la SE. Cajabamba y la atención de los transformadores de protección en un mes deberíamos estar entregando las observaciones para que ABB pueda levantar.

Atte.

Luis Peñaherrera C.

ANEXO 13: DETALLE SISTEMA SYSCAJ (TABLERO – RTU560E)



ANEXO 14: ACTA DE EMPRESA ABB PARA LEVANTAMIENTO DE OBSERVACIONES EN SUBESTACIÓN CAJABAMBA.

ACTA DE LEVANTAMIENTO DE OBSERVACIONES DE LA SET CAJABAMBA .
REFERENCIA CMPSA : ORDEN DE TRABAJO OT 012007001643
REF ABB : PS60711. SUMINISTRO INSTALACION DE EQUIPOS COMPLEMENTARIOS
INSTALACION DE RTU 560E, PARA LA COMUNICACION CON EL CENTRO DE CONTROL DE LIMA.

A los 27 días del mes de Marzo del año 2008 , en las instalaciones de la SET CAJABAMBA, se reúnen los señores que abajo firman para dar fe de la culminación de trabajos de la referencia

TRABAJS REALIZADOS.

Se instala una dispositivo electrónico RTU de marca ABB modelo RTU560E , y un GPS marca ARBITER 1093B (S/N: B6248)

El GPS queda instalado, configurado y se verifica la sincronización que realiza a los relés ABB REL 511, REL561, REF543 y dos medidores ION 7600 a través del lazo de comunicación de la RTU.

La RTU560E, recibe las señales de los relés ABB REL511, REL561, (02) REF 543 y (02) medidores ION 7600, los valores se visualizan desde la PC de lima a través del Remote Access.

Para levantar la observación del UNICOM 2500, se verifica que este dispositivo esta montado en el gabinete de comunicaciones de la SET Cajabamba.

Con esta Acta se deja conformidad a la culminación de todos los puntos relacionados al OT .

OBSERVACIONES

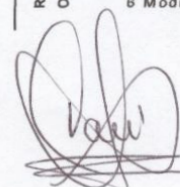
Se deja constancia que la RTU560E muestra el led de ERR parpadeando, los mismos que deben ser absueltos por ABB,

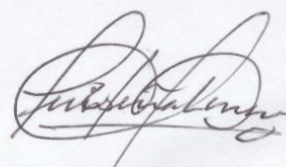
Los planos del sistema de comunicaciones deben ser entregados actualizados en formato de autocad.

La RTU muestra una rajadura de 5 cm en la parte superior izquierda del gabinete, por transporte , esta rajadura no afecta en el buen funcionamiento de la RTU, repercute solo en el aspecto estético.

Los items abajo indicados quedan culminados a satisfacción en su totalidad

Oferta/Item		Valor Ofertado	Avance de Proyecto	
PS 60711 -Rev2 SUMINISTRO INSTALACION DE EQUIPOS COMPLEMENTARIOS		43,200.00		
REF. PODEROSA OT 012007001643	1.1 Suministro de un REM543	5,500.00	100%	5,500.00
	1.2 Suministro .Lote de RPTOS del SCADA	7,800.00	100%	7,800.00
	2 Suministro de Inversor CAJABAMBA, instalación	1,900.00	100%	1,900.00
	3 Suministro de GPS Cajabamba, Instalacion , configuraci	4,500.00	100%	4,500.00
	4 Suministro tabl SSAA, Montaje e instalacion	10,500.00	100%	10,500.00
	5 Integracion de 07 REM en el MicroScada	9,800.00	100%	9,800.00
	6 Modulo SACO 16D2 e instalación de alarmas	3,200.00	100%	3,200.00
		43,200.00	100.0%	43,200.00


PEPE PARI
ABB


LUIS PEÑAHERRERA C.
CMPSA

ANEXO 15: PRESENTACIÓN BACKUP SCADA A SUPERINTENDENCIA.



ANEXO 16: APOYO EN CIERRE DE PROYECTO A GERENCIA.

RE: Cargo a proyecto - Mensaje (HTML)

Archivo Mensaje

Mensaje enviado con importancia Alta.

De: Peñaherrera C. Luis
Para: Pacheco L. Rafael
CC: Galvez G. Jorge; Nuñez M. Jose; Chuquillanqui S. Jesús
Asunto: RE: Cargo a proyecto

Enviado el: viernes 04/04/2008 06:22 p.m.

Mensaje PS 70030-B.PDF (80 KB)

Estimado Ingeniero Pacheco:

De acuerdo a la cotización adjunta el costo de los transformadores de corriente usados en los grupos térmicos es de 380 USD, por lo que el costo de 3420 USD + IGV es correcto.

Respecto al desembolso por la instalación de los transformadores; con una regla de tres simple, por la instalación de 55 transformadores debería ser 2120 USD; pero, considerando la instalación de los transformadores de corriente en la celda de llegada de la Central Térmica y el entrenamiento recibido por el personal de ABB de mi parte veo consecuente aceptar el reembolso de 1500 USD por este rubro.

A la espera de sus comentarios.

Atte.

Luis Peñaherrera

De: Pacheco L. Rafael
Enviado el: martes, 01 de abril de 2008 04:46 p.m.
Para: Peñaherrera C. Luis
CC: Nuñez M. Jose; Chuquillanqui S. Jesús
Asunto: RV: Cargo a proyecto

Luis te agradecería confirmar y/o tus comentarios a este correo para responderle oficialmente a ABB.

Atte,

J.Rafael Pacheco Luna
Dirección Proyectos Energéticos
Cia. Minera Poderosa S.A.
Av. Primavera 834 Urb. Chacarilla del Estanque - Stgo de Surco.
Teléfono (511) 617-2727 Anexo 4010 - (511) 9937-7644
E-mail: rpacheco@poderosa.com.pe

ANEXO 17: CAPACIDAD AVANZADA DE ANÁLISIS DE FALLA.

INFORME DE SALIDA DE SERVICIO L-6050

Los datos a continuación son recogidos de los equipos de protección instalados en la SE. CAJABAMBA, el motivo de nuestra visita, junto a Francisco Reyes, es la supervisión en la instalación del tablero de comunicaciones (Cajabamba - Lima) para el sistema SCADA.

En la lectura de parámetros de ambos relés se registra una descarga a tierra en la fase A (L1) detectada por el relé de distancia REL 561 y el incremento de corriente en esta fase generado por la descarga.

Los parámetros registrados por los relés de protección son los siguientes:

REL561

1. Fecha y hora del evento: 21/07/07, 18:40:47 horas
2. Arranque señal-. Trip signal = PHS-STFWL1
3. Indicaciones:
Zona 1: TRIP (apertura de interruptor)
Zona 2: START (arranque)
Zona 3: START (arranque)
4. Localización de falla: Lazo Falla: L1-N
Distancia: 29.8 Km.
5. Valores de falla:

PARÁMETRO	PRE FALLA	FALLA
V1 (KV)	32.2	11.28
V2 (KV)	32.61	30.34
V3 (KV)	32.63	29.08
V4 (KV)	0	0
I1 (A)	10.69	357
I2 (A)	13.28	49.71
I3 (A)	10.78	50.02
I4 (A)	0.675	275.1

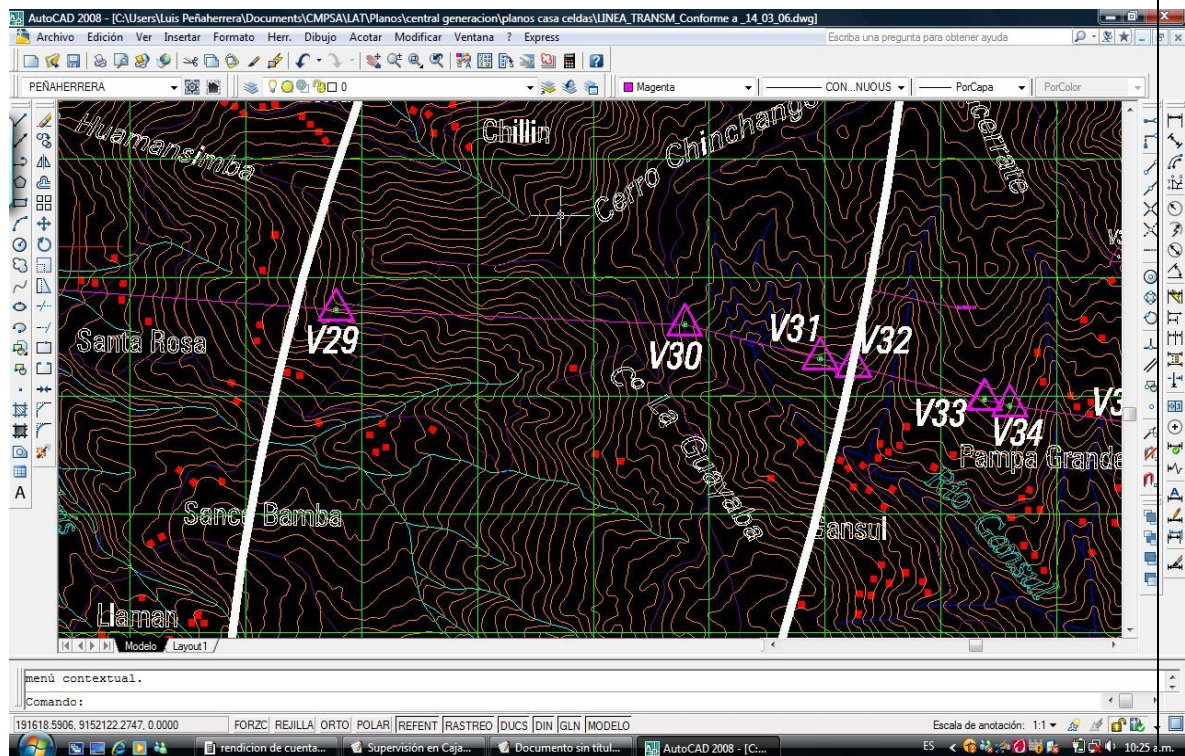
REF 543

La falla que detectó el relé fue **NOC3LOW (Protección contra corriente trifásica no direccional)**, sus parámetros registrados fueron:

Fecha: 21/07/07
Hora: 18:44:00
Duración: 100.0% (Significa que llegó al tiempo configurado para abrir el interruptor)

IL1:	3.55 % In
IL2:	0.49 % In
IL3:	0.50 % In
IL1 pico:	3.64 % In
IL2 pico:	0.57 % In
IL3 pico:	0.55 % In

A continuación, en el gráfico se detalla el lugar en que los relés de distancia reportan la falla. La línea blanca de la derecha es el valor de distancia registrado en el relé 561 de la SE. CAJABAMBA (29.8 Km.) y la línea blanca de la izquierda muestra el valor de distancia de falla del relé REL 561 de la SE. LPC (20.97 Km.).



Atte.

Luis Peñaherrera C.

ANEXO 12: PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE LA MEDICIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA EN MINA Y PLANTA.

Se presenta el Perfil de Proyecto (2° Etapa) y el Diagrama General del alcance del Proyecto (propuesta presentada por la empresa ABB). El proyecto se implementó entre los años 2010-2011.



COMPAÑÍA MINERA PODEROSA S.A.

PEL_GPR_F_001
Rev. 00

PERFIL DEL PROYECTO

Datos del solicitante

Área / Departamento / Sección	Superintendencia de Energía y Mantenimiento / Generación y Transmisión de Energía / Transmisión de Energía.
Cargo	Jefe de Generación y Transmisión de Energía.
Fecha	01/10/10

1. **Nombre del proyecto** Sistema de Medición y Control de Energía para Mina y Planta – II Etapa.
2. **Descripción de la problemática** Actualmente no se puede medir el consumo real de energía en cada proceso, porque no se cuenta con el equipamiento necesario.
3. **Justificación del proyecto** Optimizar el consumo de energía eléctrica en los principales puntos de abastecimiento, implementando un Sistema de Medición, el cual debe tener la capacidad de monitorear en tiempo real todos los parámetros de consumo de energía eléctrica.
4. **Objetivo del proyecto** Establecer un control por cada centro de demanda de energía, lo cual nos permitirá analizar y cuantificar las pérdidas existentes, de tal manera que se puedan implementar acciones para su reducción.
5. **Estrategias de implementación** En la Segunda Etapa del Proyecto las tareas son las siguientes.
 1. Programar las actividades del proyecto para no afectar las instalaciones y mantenimientos preventivos programados de Transmisión de Energía.
 2. Los puntos principales definidos para el monitoreo son:
 - a. Sistema de Medición en Casa de Compresoras Choloque.
 - b. Sistema de Medición en Planta Santa María.
 - c. Sistema de Medición en Casa de Compresoras Consuelo.
 - d. Sistema de Medición en Casa de SE. Atahualpa.
 3. Elaborar los requerimientos respectivos.
 4. Compra de acuerdo a los requerimientos.
 5. Instalación de los medidores en los puntos seleccionados.
6. **Impacto de la propuesta** Contar con el valor del consumo real de energía eléctrica en las diferentes zonas de producción y poder evaluar estadísticamente los indicadores de consumo en función de la unidad de producción (Kwh/TM).
7. **Requerimientos para el proyecto**
 1. Adquisición de los medidores de energía y materiales para su instalación.
 2. Ingeniería y Puesta en Servicio.
 3. Materiales para sistemas de comunicación.

7.1 Tiempo de ejecución Durante el periodo del 2011.

7.2 Costo o inversión estimada 35,000 USD.

7.3 Fecha probable de inicio Mayo del 2011.

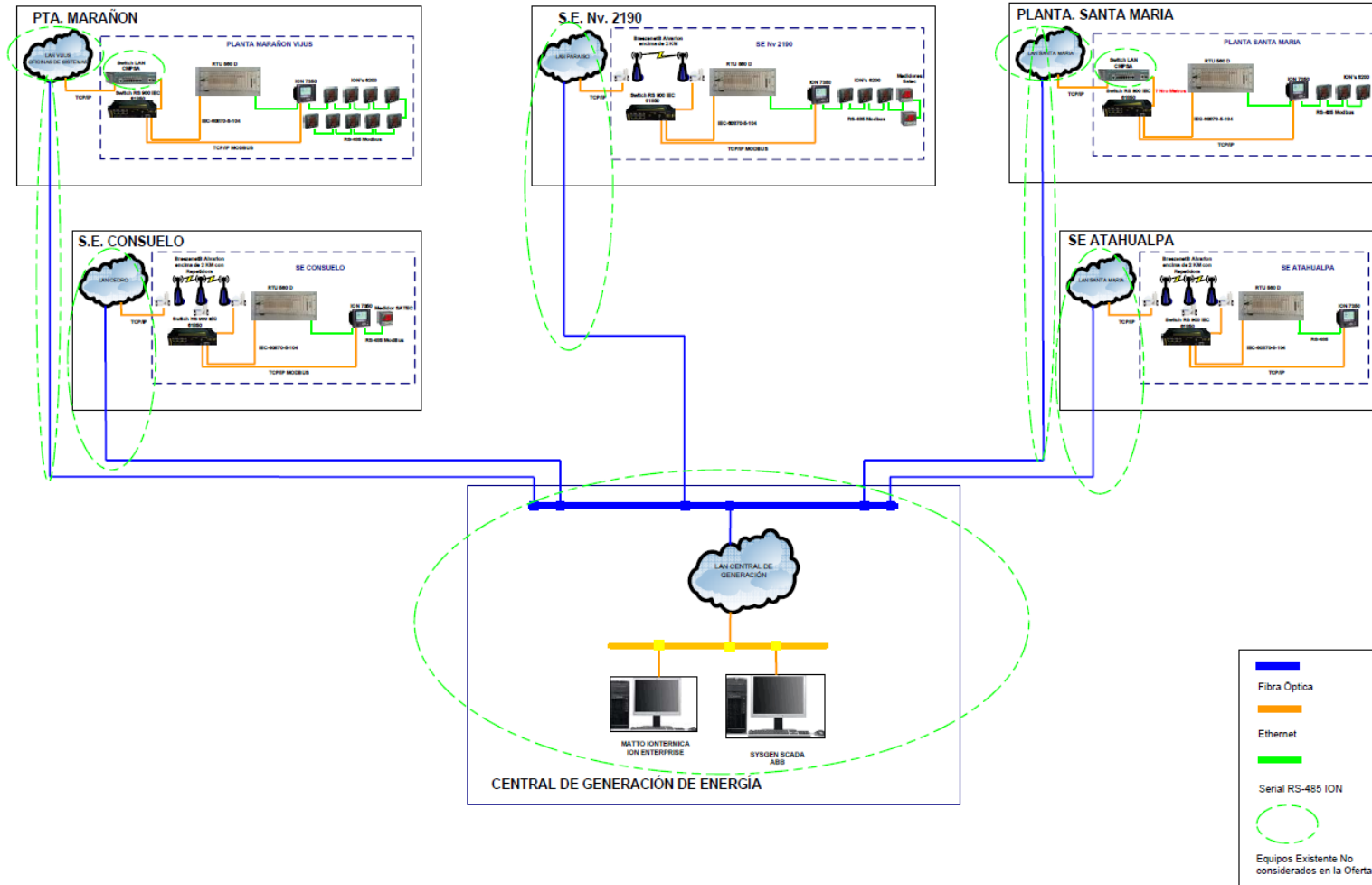
7.4 Ambiente o lugar de desarrollo del proyecto Choloque, Zona Sur.

8. **Restricciones**
 - Demoras en la atención del equipamiento luego de generadas las RQs y ROTs correspondientes.
 - Demora para la instalación por ejecución de trabajos no programados.
9. **Suposiciones**
 - Aprobación oportuna de los equipos y materiales solicitados.
 - Mejora de la gestión para la adquisición de los materiales y equipos por parte del área de Logística.

Formato Aprobado: 06/12/2007



PROYECTO AMPLIACIÓN MINERA PODEROSA



ANEXO 13: PRESENTACIÓN DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SE. LPC.



lunes 09/05/2011 08:02 p.m.

Peñaherrera C. Luis

Puesta en servicio de la Integración de la Operación de Energía (Automatización de la SE. LPC)

Para Nuñez M. Jose

CC Velasquez A., Manuel (mvelasquez@poderosa.com.pe); Galvez G. Jorge (jgalvez@poderosa.com.pe); 'pepe.pari@gmail.com'; Generacion y Transmision de Energia; Planeamiento de Mantenimiento

Seguimiento. Comienza el miércoles, 30 de agosto de 2017. Vence el miércoles, 30 de agosto de 2017.
Mensaje enviado con importancia Alta.

Ing. Núñez:

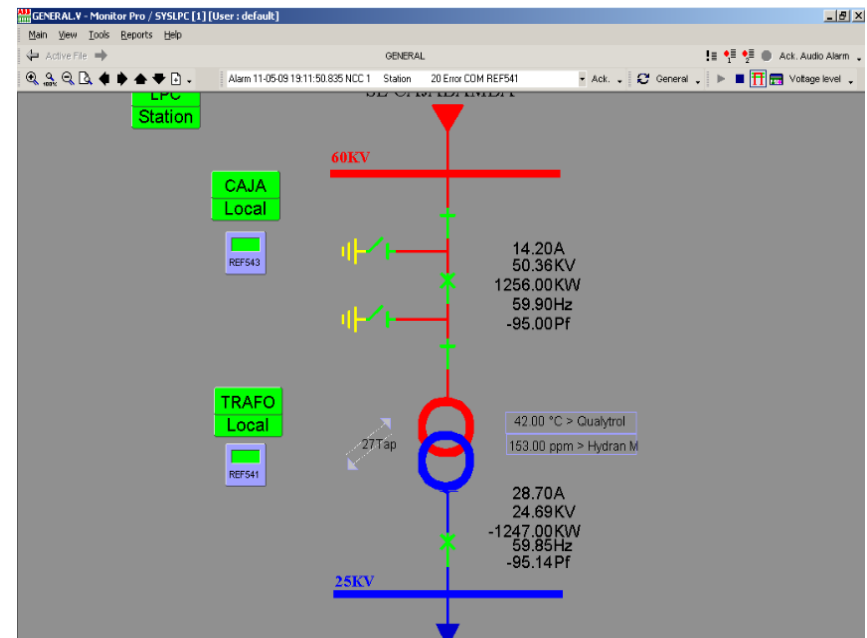
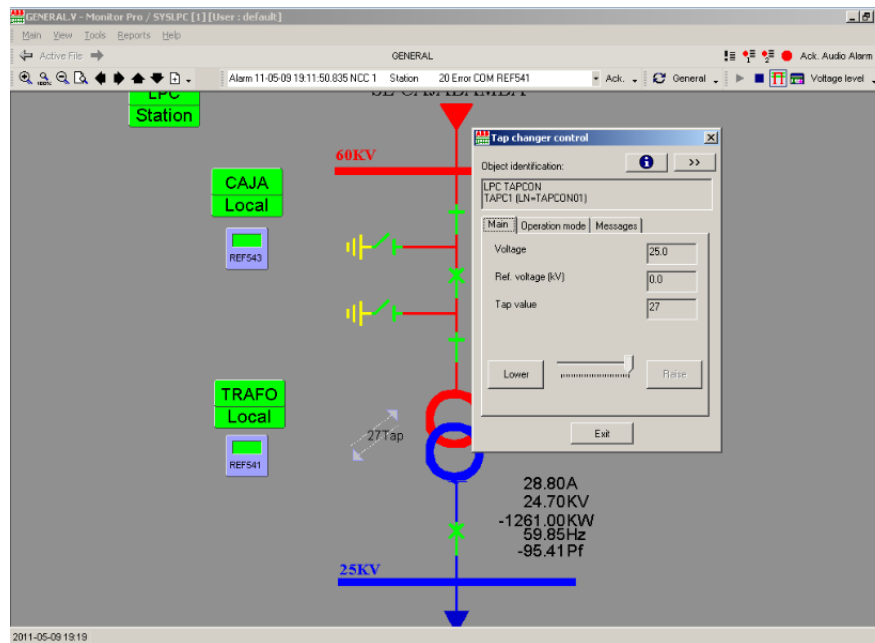
Luego de haber realizado con éxito la integración de equipamiento en la SE. LPC, técnicamente es posible dar el siguiente paso operacional que es la supervisión y el control remoto de la SE. LPC desde la Central de Generación; esto, nos permitirá optimizar la mano de obra técnica en la Central de Generación y/o en otras áreas de acuerdo a la evaluación pertinente. Hago un resumen del trabajo realizado

- o Se han integrado al Sistema SCADA de LPC los siguientes equipos:
 - o Tapcom 240 (Regulador automático de TAPs): Ahora se tiene el control total de los TAPs del transformador por SCADA.
 - o Hydran (Medidor de gases del transformador): Tenemos el monitoreo remoto de la Humedad relativa de la cuba del transformador.
 - o Qualitrol (Medidor de temperaturas del transformador): Tenemos el monitoreo remoto de la temperatura del aceite y de los tres devanados del transformador.
- o Se sugiere iniciar una etapa de prueba con el sistema desde el Centro de Control de Operaciones en la Central de Generación con las siguientes salvedades:
 - o Enviar una directiva a todos los usuarios de que las comunicaciones radiales se deriven a Cámara de Carga y las telefónicas al anexo 3097 al Centro de Control De Operaciones de Energía.
 - o Los operadores de la SE. LPC bajen a la Central de Generación y controlen el sistema en conjunto.
 - o Coordinar y simular una salida de servicio para evaluar el desempeño del sistema y el personal.
 - o En esta etapa de prueba sugiero que el Sr. Luis Mejía permanezca en la SE. LPC como contingencia ante un problema operacional en el turno día.
 - o Obtener y registrar todas las mejoras al Sistemas antes del siguiente ingreso del Ing. Pari (26/05/11).

Queda pendientes antes la presentación definitiva:

- o Realizar la cotización del sistema de Fibra óptica (FO) y conectores para el bus de comunicación de los 03 módulos SACO de SE. LPC (Responsable: Ing. Pepe Pari) – Generar la RQ. (Responsable: SEM)
- o En el siguiente ingreso del ingeniero Pari se atacarán los siguientes trabajos:
 - o La inclusión del grupo EMD-2 al Sistema SCADA.
 - o La actualización de los nuevos equipos integrados en la SE. LPC en el SCADA de la Central de Generación.
 - o Puesta en servicio de las Licencias de Acceso Remoto y Registro en bases SQL.

Adjunto algunas pantallas con las actualizaciones realizadas.



Atte.



Luis Peñaherrera Castillo
 Jefe de Instrumentación y Control de Procesos
 Av. Primavera 834, Surco - Lima 33
 Vijus, Pataz, La Libertad
 T (511) 617 2727 Anexo 3142
 lpenaherrera@poderosa.com.pe



Pensemos en el medio ambiente antes de imprimir este correo.

ANEXO 14: INSTALACIÓN DE CÁMARAS

Real-time IP Camera Monitoring System

Device Status
Sala de control LPC

1 ☒ 2 ☒ 3 ☒ 4 ☐ 5 ☐
6 ☐ 7 ☐ 8 ☐ 9 ☐

For Visitor
For Operator

☐ Flip ☐ Mirror

Resolution 320*240
Mode 50 HZ
Fps Max
Brightness 6
Contrast 4
preset set 1 go
Default All

For Administrator

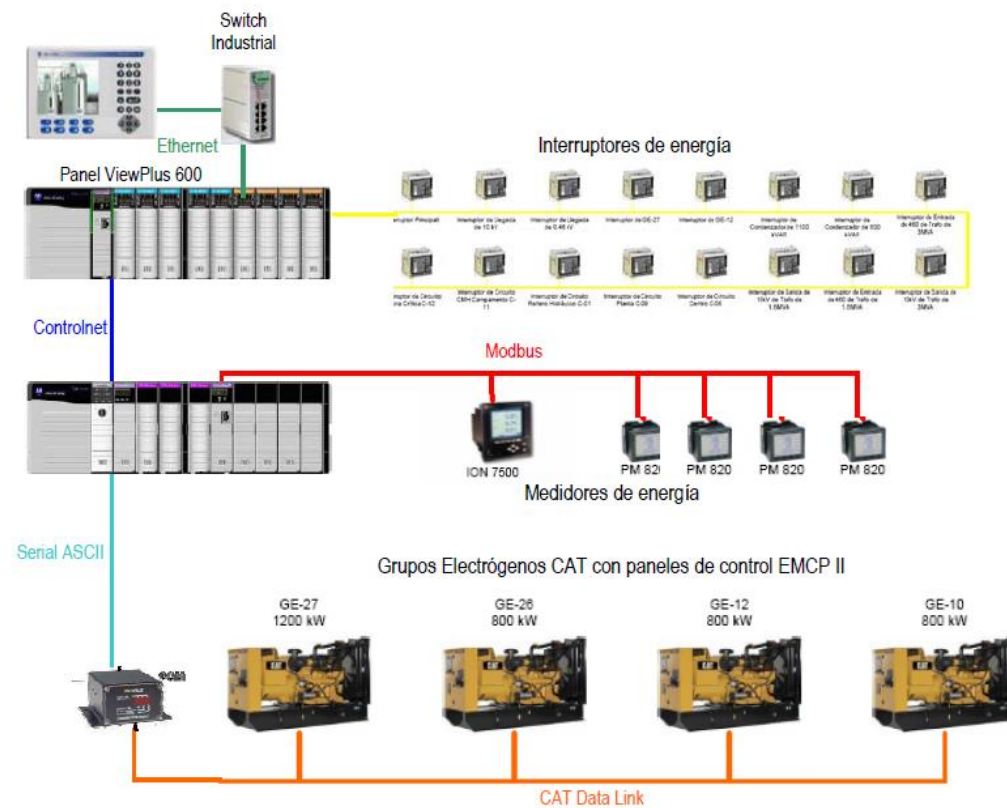
CENTRO DE CONTROL

SE. LPC

CENTRAL HIDRÁULICA

ANEXO 15: PRESENTACIÓN DE PROPUESTA PARA LA AUTOMATIZACIÓN DEL ARRANQUE DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN.

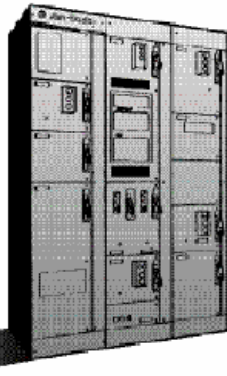

Se desarrolló el proyecto a nivel de ingeniería conceptual. Por temas presupuestales no se implementó. Se adjunta propuesta presentada por la empresa Control Total para el desarrollo del proyecto. El detalle del equipamiento no pertenece a Minera Poderosa.



ANEXO 16: COTIZACIÓN DEL CCM PARA LAS PLANTA MARAÑÓN.

Se desarrolló a nivel de ingeniería conceptual y básica en el año 2008. Se adquieren los equipos entre los años 2012–2014.

Se adjunta propuesta presentada por la empresa Allen Bradley.



Date: September 02, 2008
To: Minera Poderosa

Attn:
Reference No.: 01400446/01
Ship to: Luis Peñaherrera

Project:
Per: Miguel Orihuela
Sales Representative
Phone: 511-2114900
Fax: 511-2222987
Email: maorihuela@ra.rockwell.com


Rockwell Automation standard terms and conditions (publication 6500), except as noted in this proposal, are submitted as a part of this proposal. Customer's terms and conditions may be acceptable as long as they are not in significant disagreement with Rockwell Automation's terms. Any differences must be negotiated by mutual agreement.

Allen-Bradley • Rockwell Software **Rockwell Automation**

M C C P r o p o s a l

ANEXO 17: HOJA TÉCNICA DE CABLE OPGW.

Se adjunta hoja técnica propuesta por el área de Tecnologías de la Información para los futuros proyectos que necesiten cable de guarda con fibra óptica.

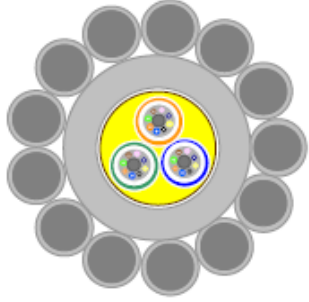


AFL Telecommunications LLC
A Future Business

Tel:
Fax:

Specification DNO-3964

AlumaCore Optical Ground Wire



AC-64/528

Component Details						
Component	#	OD		Area		
CENTER						
Aluminum Pipe	1	8.40 mm	0.3307 in	34.99 mm ²	0.0542 in ²	
LAYER 1 - LEFT HAND LAY						
Aluminum Clad Steel (20.3% IACS)	13	2.50 mm	0.0984 in	63.81 mm ²	0.0989 in ²	

Standards	
Designed and Manufactured in accordance with the following:	
Cable	IEEE 1138, IEC 60794-4
Fiber	IEC 60793, ITU-T G.65x Series
Color Code	ANSI/EIA 359-A, 598-A, IEC 60304
Aluminum Pipes	ASTM B483
Aluminum Clad Steel Wires	ASTM B415

DNO-3964 06/08/2003 Version 15.0
Printed on 16/07/2008

Page 1 - 4